

Proyecto Fin de Carrera

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CORRIENTE CONTINUA. ESTUDIO TÉCNICO- ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA HVDC.

Autor/es

Juan Antonio Terrones Ranz

Director/es y/o ponente

Antonio Montañés Espinosa.

Facultad / Escuela

Año

EINA 2014

TÍTULO.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CORRIENTE CONTINUA. ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA HVDC.

RESUMEN.

El siguiente proyecto final de carrera, realiza una revisión del transporte de energía eléctrica de alta tensión en corriente continua (HVDC). De esta forma se han estudiado las instalaciones y sus componentes. Tras un estudio y descripción de los componentes he analizado el proceso de cálculo de las pérdidas que afectan tanto a los sistemas de corriente continua, como a los sistemas de corriente alterna, para una posterior comparación entre ambos sistemas. Por otra parte, también se realiza una comparación de los costes de inversión entre el transporte en corriente continua y el transporte en corriente alterna. Por último se incluye el estado del arte y un compendio de las instalaciones construidas hasta la fecha.

AGRADECIMIENTOS.

Quiero agradecer en primer lugar a mi director de proyecto Antonio Montañés Espinosa por concederme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto y por su ofrecimiento y ayuda durante el desarrollo del mismo.

Por otra parte quiero agradecer a mi familia y amigos así como a mi pareja Ainara, por todo el apoyo que me han dado y la paciencia impagable que han aportado durante mis años de estudiante y que me ha ayudado a no rendirme.

ÍNDICE.

TÍTULO.....	0
RESUMEN.....	0
AGRADECIMIENTOS.....	0
1 INTRODUCCIÓN.....	12
1.1 RAZONES DE USO DE LAS LÍNEAS HVDC.....	12
1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LA TÉCNOLOGÍA HVDC.....	13
2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS.....	16
2.1 LA RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL.....	16
2.2 BUSCANDO UNA FORMA DE TRANSFERIR ENERGÍA MÁS FLEXIBLE... 18	
2.2.1 LA TRANSMISIÓN HVDC Y EL CONTROL POR MEDIO DE LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA	18
2.3 CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS HVDC.....	19
2.3.1 ENLACE MONOPOLAR.....	19
2.3.2 ENLACES BIPOLARES	20
2.3.2.1 Enlace bipolar con retorno por tierra.....	20
2.3.2.2 Enlace bipolar con retorno metálico.....	21
2.3.2.3 Enlace bipolar sin retorno.....	21
2.3.3 ENLACE HOMOPOLAR.....	22
2.3.4 CONEXIÓN PUNTO A PUNTO (POINT TO POINT TRANSMISSION)	22
2.3.5 CONEXIÓN MEDIANTE BACK TO BACK TRANSMISSION.....	23
2.3.6 CONEXIONES MULTITERMINAL.....	24
2.4 PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN DE HVDC.....	26
2.5 CONVERSORES.....	27
2.5.1 CLASIFICACIÓN Y TIPOS DE CONVERSORES.....	27
2.5.2 DISPOSITIVOS SEMICONDUCTORES	28
2.5.2.1 Principios básicos sobre materiales semiconductores.....	28
2.5.2.2 Unión pn; el diodo.....	30
2.5.2.3 El transistor BJT	32
2.5.2.4 MOSFET	33
2.5.2.5 Tiristores.....	34
2.5.2.5.1 SCR silicon controler rectifier.....	34
2.5.2.5.2 GTO Gate Turn-off Thyristor	37
2.5.2.5.3 IGCT Insulated Gate-Commutated Thyristor.....	38

2.5.2.5.5	MTO: Mos Turn-off Thyristor.....	39
2.5.2.5.6	MCT MOS controlled Thyristor.....	39
2.5.2.5.7	ETO Emitter turn-off Thyristor.....	40
2.5.2.6	Transistores: IGBT Insulated gate bipolar transistor.....	41
2.5.2.8	Características comunes en los dispositivos de conmutación.....	42
2.5.2.8.1	Características dinámicas.....	42
2.5.2.8.2	Frecuencia de conmutación.....	42
2.5.2.8.3	Pérdidas en la conmutación.....	42
2.5.2.8.4	Snubbers o supresores.....	42
2.5.3	CONVERSORES EN FUNCIÓN DE SU CONFIGURACIÓN.....	45
2.5.4	CURRENT SOURCE CONVERTERS.....	46
2.5.4.1	Análisis sin reactancia del generador.....	46
2.5.4.2	Análisis teniendo en cuenta el periodo de superposición.....	50
2.5.4.3	El convertor de doce pulsos.....	53
2.5.5	VOLTAGE SOURCE CONVERTERS.....	55
2.5.5.1	Aplicaciones del sistema VSC.....	57
2.5.6	TIPOS DE CONMUTACIÓN EN LOS CONVERSORES.....	58
2.5.6.1	Conmutación natural o de línea.....	58
2.5.6.2	Conmutación forzada.....	59
2.6	ARMÓNICOS.....	61
2.6.1	ARMÓNICOS EN CORRIENTE ALTERNA.....	61
2.6.1.1	Efecto del ángulo de disparo y el ángulo de superposición sobre los armónicos del lado de AC.....	63
2.6.3	ARMÓNICOS EN CORRIENTE CONTINUA.....	64
2.6.3.1	Armónicos no característicos.....	65
2.7	TRANSFORMADORES.....	66
2.7.1	CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR CONVERTOR EN FUNCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORRIENTE CONTINUA.....	67
2.7.2	SELECCIÓN DE LA TENSIÓN DE COTOCIRCUITO DEL TRANSFORMADOR....	68
2.8	SMOOTHING REACTOR.....	69
2.8.1	FUNCIONES DEL SMOOTHING REACTOR.....	69
2.8.2	DIMENSIONAR UN SMOOTHING REACTOR.....	69
2.8.3	CONEXIONES DEL SMOOTHING REACTOR.....	70
2.9	FILTROS Y COMPENSACIÓN DE REACTIVA.....	71
2.9.1	FUNCIONES DE LOS FILTROS Y LOS BANCOS DE CONDENSADORES DEL LADO DE AC.....	71
2.9.2	FUNCIONES DE LOS FILTROS DEL LADO DE DC.....	71
2.9.3	BATERÍAS DE CONDENSADORES DEL LADO DE AC.....	71
2.9.3.1	Cálculo de la energía reactiva.....	73

2.9.4	FILTROS DE AC: DEPENDENCIA Y CONFIGURACIONES.....	74
2.9.4.1	Parámetros de diseño de los filtros de AC.....	74
2.9.4.2	TIPOS DE FILTROS EMPLEADOS.....	77
2.9.4.2.1	Filtros afinados a una frecuencia determinada (sharpy-tuned filters).....	77
2.9.4.2.2	Filtros de paso alto.....	78
2.9.4.2.3	Multiple-Tuned High-Pass Filter.....	79
2.9.4.2.4	Filtros activos en corriente alterna.....	81
2.9.5	FILTROS DE CORRIENTE CONTINUA.....	82
2.9.5.1	Consideraciones al diseño de filtros de corriente continua.....	82
2.9.5.2	Tipos y conexiones de filtros de DC.....	84
2.10	CABLES EN HVDC.....	85
2.10.1	TIPOS DE CABLES EMPLEADOS EN HVDC.....	85
2.10.1.1	Cable aislado en papel impregnado.....	85
2.10.1.2	Cable relleno de aceite dieléctrico.....	86
2.10.1.3	Cables con aislantes plásticos.....	87
2.10.1.4	Cable aislado en gas a presión.....	87
2.10.1.5	Conductores aluminio acero ACSR.....	87
2.10.1.6	Conductores ACSS.....	88
2.10.2	PROBLEMAS A LA HORA DE OPERAR CON CABLES HVDC.....	89
2.10.2.1	Excitación del conductor.....	89
2.10.2.2	Cambios en la dirección del flujo de potencia.....	89
2.10.2.3	Efecto de reducción de corriente.....	89
2.11	APARAMENTA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.....	90
2.11.1	APARAMENTA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.....	90
2.11.1.1	Características y dimensionamiento.....	90
2.11.2	APARAMENTA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA.....	91
2.11.2.1	Características de la aparamenta de maniobra de DC.....	92
2.12	Electrodos de puesta a tierra.....	93
2.12.1	ELECTRODOS EN REGIMEN CONTINUO.....	93
2.12.2	ELECTRODOS EN REGIMEN TEMPORAL.....	93
2.12.3	FUNCIONAMIENTO DE LOS ELECTRODOS FRENTE A SOBRECARGAS.....	94
2.12.4	FUNCIONAMIENTO DE LOS ELECTRODOS FRENTE A SOBRECORRIENTES TRANSITORIAS.....	94
2.12.5	CARACTERÍSTICAS DE LOS ELECTRODOS.....	95
2.12.6	EFFECTOS Y CONSECUENCIAS DEL USO DE ELECTRODOS.....	95
2.12.7	TIPOS DE ELECTRODOS EN HVDC.....	96
2.12.7.1	Electrodo horizontal.....	96
2.12.7.2	Electrodo vertical.....	96
2.12.7.3	Electrodo catódico submarino.....	97
2.12.7.4	Electrodo anódico submarino.....	97

2.12.7.5	Materiales empleados en los electrodos.....	98
2.13	CORTOCIRCUITOS Y FALLOS EN INSTALACIONES HVDC.....	99
2.13.1	FALLOS EN EL LADO DE AC.	99
2.13.2	CORTOCIRCUITOS Y FALLOS EN LOS CONVERTORES.....	100
2.13.2.1	Cortocircuitos en la zona del convertidor.....	100
2.13.2.2	Malfuncionamiento del convertidor.....	101
2.13.3	CORTOCIRCUITOS EN LA PARTE DE CORRIENTE CONTINUA DE LA ESTACIÓN.....	101
2.14	PROTECCIONES.....	102
2.14.1	PRINCIPIOS DE PROTECCIÓN.....	102
2.14.2	PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....	103
2.14.2.1	Protección diferencial de puente.....	103
2.14.2.2	Proteccion diferencial de grupo.....	104
2.14.2.3	Protección diferencial del polo.....	104
2.14.2.4	Protección diferencial de la línea de electrodo.....	105
2.14.3	PROTECCIÓN FRENTE A SOBREINTENSIDADES.....	105
2.14.4	OTRAS PROTECCIONES PROPIAS DE HVDC.....	106
2.14.4.1	Detección de fallos en el disparo de una válvula.....	106
2.14.4.2	Detección de fallos en la conmutación del inversor.....	106
2.14.4.3	Protección de los convertidores.....	107
3	<u>PÉRDIDAS EN HVDC Y COMPARATIVA CON PÉRDIDAS HVAC.....</u>	108
3.1	PÉRDIDAS PROVOCADAS POR EL ENTORNO.....	108
3.2	PÉRDIDAS EN LOS EQUIPOS.....	109
3.3	PÉRDIDAS EN HVAC, CONCEPTOS Y PROCESO DE DETERMINACIÓN.....	111
3.3.1	DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN HVAC.....	112
3.3.1.1	Cálculo de las pérdidas en los transformadores.....	112
3.3.1.1.1	Pérdidas en el cobre.....	114
3.3.1.1.2	Pérdidas en el hierro.....	116
3.3.1.1.3	Pérdidas totales de un transformador.....	118
3.3.1.2	Pérdidas en los conductores.....	119
3.3.1.2.1	Pérdidas por efecto Joule en los conductores.....	119
3.3.1.2.2	Pérdidas por efecto corona.....	123
3.3.2	PÉRDIDAS TOTALES DE UN SISTEMA HVAC.....	125
3.4	PÉRDIDAS EN HVDC, CONCEPTOS Y PROCESO DE DETERMINACIÓN.....	126
3.4.1	PÉRDIDAS EN LAS ESTACIONES.....	126
3.4.1.1	Pérdidas en el transformador convertidor.....	127
3.4.1.2	Pérdidas en las válvulas.....	128

3.4.1.2.1	Pérdidas en operación.	129
3.4.1.2.1.1	Pérdidas en la conducción por válvula.	129
3.4.1.2.1.2	Spreading losses.	130
3.4.1.2.1.3	Otras pérdidas en la conducción.	131
3.4.1.2.1.4	Pérdidas dependientes del voltaje en continua.	131
3.4.1.2.1.5	Pérdidas dependientes a la resistencia de los supresores.	131
3.4.1.2.1.6	Pérdidas dependientes a los cambios en la energía del condensador de los supresores.	132
3.4.1.2.1.7	Pérdidas en paso a estado off.	132
3.4.1.2.1.8	Pérdidas por histéresis en la reactancia de la válvula.	132
3.4.1.2.1.9	Pérdidas totales en carga en cada válvula.	133
3.4.1.2.2	Pérdidas en vacío por válvula.	133
3.4.1.3	Pérdidas en el smoothing reactor.	133
3.4.1.4	Pérdidas totales en las estaciones.	134
3.4.2	PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES.	134
3.4.2.1	Pérdidas por efecto Joule.	134
3.4.2.2	Pérdidas por efecto corona.	136
3.4.3	PÉRDIDAS TOTALES EN UN SISTEMA HVDC.	137
3.5	COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN HVAC Y HVDC.	137
4	<u>COSTES DE INVERSIÓN HVDC Y HVAC.</u>	<u>140</u>
4.1	CONSIDERACIONES PREVIAS.	140
4.2	INDICES DE PRECIOS INDUSTRIALES.	142
4.3	COSTES DE LOS ELEMENTOS HVDC.	144
4.3.1	COSTES ESTACIONES HVDC.	144
4.3.2	COSTES DE LA LÍNEA HVDC.	145
4.3.2.1	Coste de la línea aérea en HVDC.	145
4.3.2.2	Coste de la línea submarina en HVDC.	146
4.4	COSTES DE LOS ELEMENTOS HVAC.	148
4.4.1	COSTES DE INVERSIÓN EN UNA SUBESTACIÓN.	148
4.4.1.1	Costes de inversión en los transformadores.	148
4.4.1.2	Costes de inversión de elementos de control de factor de potencia.	149
4.4.2	COSTE DE INVERSIÓN DE LA LÍNEA EN HVAC.	150
4.4.2.1	Costes de inversión de una línea aérea HVAC.	150
4.4.2.2	Coste de la línea submarina en HVAC.	151
4.5	CÁLCULO DE LOS COSTES TOTALES DE INVERSIÓN.	152
4.5.1	CÁLCULO DE LOS COSTES TOTALES DE INVERSIÓN EN UNA INSTALACIÓN HVDC.	152
4.5.2	CÁLCULO DE LOS COSTES TOTALES DE INVERSIÓN EN UNA INSTALACIÓN HVAC.	152

4.6 RESULTADOS Y COMPARATIVA DE LOS COSTES DE INVERSIÓN HVDC FRENTE HVAC.	153
4.6.1 COMPARATIVA 1: LÍNEAS AÉREAS.....	154
4.6.1.1 Comparativa de un línea de 1.5GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV. ...	154
4.6.1.2 Comparativa de un línea de 2 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.	155
4.6.1.3 Comparativa de un línea de 3 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.	155
4.6.2 COMPARATIVA 2: LÍNEAS SUBMARINAS.	156
4.6.2.1 Comparativa de un línea de 0.4 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 220 kV.	156
4.6.2.2 Comparativa de un línea DE 0.55 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 400 kV.....	157
4.6.2.3 Comparativa de un línea de 0.65 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 400 kV.....	157
4.6.3 CONCLUSIONES HVAC FRENTE A HVDC.	158
<u>5 CONCLUSIONES.....</u>	<u>159</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA.</u>	<u>161</u>
<u>FIRMA DEL AUTOR.....</u>	<u>162</u>
<u>APÉNDICE A: ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS HVDC ACTUALES.</u>	<u>163</u>
A.1 ESTADO ACTUAL DE LAS VÁLVULAS.	163
A.2 ESTACIONES COMPACTAS.	164
A.3 INTERRUPTOR DE CORRIENTE CONTINUA HÍBRIDO: HYBRID DC BREAKER.	164
A.4 INSTALACIONES CONSTRUIDAS HASTA LA FECHA.....	166
A.4.1 ÁFRICA	166
A.4.2 AMERICA DEL SUR	166
A.4.3 EUROPA	167
A.4.4 E.E.U.U Y CANADÁ.....	175
A.4.5 BACK TO BACK.....	178
A.5 SELECCIÓN DE ALGUNAS INSTALACIONES DE ABB.	183
<u>APÉNDICE B: GLOSARIO DE TÉRMINOS.....</u>	<u>185</u>

ÍNDICE DE FIGURAS.

<i>Fig. 1.1. Esquema del sistema empleado por Thury.....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 1.2. Rectificador de válvula de gas de mercurio para baja tensión.</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 1.3. Partes de un rectificador de válvula de gas de mercurio para baja tensión.</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 1.5. Conjunto de tiristores en una central de conversión.</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 1.4. Rectificador de gas de mercurio para 150 kV.....</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 2.1. Modelo de la red de Corriente alterna.....</i>	<i>16</i>
<i>Fig. 2.2. Componentes de la corriente en función de la fase.....</i>	<i>17</i>
<i>Fig. 2.3. Esquema de un enlace monopolar</i>	<i>19</i>
<i>Fig. 2.4. Apoyo de la línea monopolar Cahora Bassa- Apollo.</i>	<i>19</i>
<i>Fig. 2.5. Ruta de 1400 km de la línea Cahora Bassa- Apollo.</i>	<i>19</i>
<i>Fig. 2.6. Esquema de un enlace bipolar con retorno por tierra.....</i>	<i>20</i>
<i>Fig. 2.7. Enlace bipolar con retorno por tierra funcionando como enlace monopolar sin y con retorno metálico.</i>	<i>20</i>
<i>Fig. 2.8. Esquema de una configuración bipolar con retorno metálico.</i>	<i>21</i>
<i>Fig. 2.9 Esquema de una configuración bipolar sin retorno.....</i>	<i>21</i>
<i>Fig. 2.10. Esquema de un enlace homopolar.</i>	<i>22</i>
<i>Fig. 2.11. Esquema básico de una conexión punto a punto.</i>	<i>22</i>
<i>Fig. 2.12. Back to back transmission.....</i>	<i>23</i>
<i>Fig. 2.13. Esquema de una configuración back to back</i>	<i>23</i>
<i>Fig. 2.14 Esquema de una conexión multiterminal.</i>	<i>24</i>
<i>Fig. 2.15. Formas de enlace HVDC entre cuatro puntos.</i>	<i>25</i>
<i>Fig. 2.16. Mapa de la conexión multiterminal Hydro Quebec–New England.....</i>	<i>25</i>
<i>Fig. 2.17. Layout de una subestación HVDC</i>	<i>26</i>
<i>Fig. 2.18. Esquema de bandas de a) aislante, b) semiconductor, c) conductor.</i>	<i>29</i>
<i>Fig. 2.19 Modelo bidimensional de un material semiconductor a) intrínseco, b) extrínseco tipo n c) extrínseco tipo p.....</i>	<i>29</i>
<i>Fig. 2.20. Polarización directa de un diodo.</i>	<i>30</i>
<i>Fig. 2.21 Polarización inversa de un diodo.</i>	<i>30</i>
<i>Fig. 2.22. Curva característica del diodo y símbolo.</i>	<i>31</i>
<i>Fig. 2.24 Diagrama de funcionamiento de un transistor npn</i>	<i>32</i>
<i>Fig. 2.23. Transistor npn y pnp.....</i>	<i>32</i>
<i>Fig. 2.25 Característica tensión-corriente de un transistor BJT.....</i>	<i>32</i>
<i>Fig. 2.26. Diagrama de un mosfet (izquierda) y un mosfet para 150 V /600 A (derecha).</i>	<i>33</i>
<i>Fig. 2.27 Símbolo y característica Tensión-corriente de un MOSFET.....</i>	<i>33</i>
<i>Fig. 2.28 Característica estática de un tiristor.</i>	<i>34</i>
<i>Fig. 2.29. Estado de un tiristor durante el paso a estado ON (tgd es el delay time, tgr es el rise time, tgr es turn-on time y p(t) las Pérdidas en el encendido.</i>	<i>35</i>
<i>Fig. 2.30. Circuito regulador de potencia basado en un SCR.....</i>	<i>36</i>

Fig.2.31. Forma de onda del disparo de un SRC.....	37
Fig.2.32. Estructura interna y simbología de un GTO.....	37
Fig.2.33. A la derecha estructura interna de un IGCT donde se puede ver el GTO y el diodo integrado. A la izquierda simbología de un IGCT.	38
Fig.2.34. A la derecha GTos de 4500-V/800-A y 4500 V/1500 A. A la izquierda un IGCT 6500 V/1500 A	38
Fig.2.35 Estructura y simbología de un MTO.....	39
Fig.2.36. Estructura interna de un MCT tipo p.....	39
Fig.2.37. 4 kA y 5 kV ETO con circuito de disparo integrado.	40
Fig.2.38. Estructura y símbolo de un IGBT	41
Fig.2.39. a) Conexión del snubber RC en un circuito genérico, b) convertidor reductor de pérdidas de conmutación.	43
Fig.2.40. Snubber RCD	43
Fig.2.41. Snubber de enclavamiento de tensión RCD	44
Fig.2.42. Snubber de corriente RLD	44
Fig.2.43. Tipos de convertidores, a la derecha CSC, a la izquierda VSC	45
Fig.2.44. Esquema de un rectificador trifásico controlado empleado en un convertidor tipo CSC.....	46
Fig.2.45. Ondas de las tensiones de línea y de fase y la conmutación cada 60°.....	47
Fig.2.46. Diagrama de disparo de los tiristores con un ángulo de disparo $\alpha=60^\circ$	48
Fig.2.47. Circuito equivalente del rectificador sin ángulo de superposición.	48
Fig.2.48. Diagrama de la relación entre la potencia AC y la potencia DC.	49
Fig.2.49. Diagrama de disparo de los tiristores con un ángulo de disparo $\alpha + \mu$	50
Fig.2.50. Circuito equivalente con tres tiristores conmutados.	50
Fig.2.51. Onda de tensión durante el disparo de un tiristor considerando el ángulo de superposición.	52
Fig.2.52. Un rectificador de media onda (a) un rectificador de 6 pulsos (b) y un convertidor de 12 pulsos (c).....	53
Fig.2.54 Diagrama de corriente por los tiristores y corriente de salida para un convertidor de seis pulsos conectado en triángulo.	54
Fig.2.53. Diagrama de la tensión de salida, corriente por los tiristores y corriente de salida para un convertidor de seis pulsos conectado en estrella.	54
Fig.2.55 Corriente de línea en un convertidor de 12 pulsos.	54
Fig.2.56. Esquema de un sistema VSC	55
Fig.2.57. Modos de operación de un convertidor VSC	56
Fig.2.58. Circuito auxiliar de conmutación mediante condensador en serie.	59
Fig.2.59. Circuito auxiliar de conmutación mediante condensador en paralelo.	59
Fig.2.60. Ejemplos de dispositivos con polarización mediante puerta.....	60
Fig.2.61. Convertidor de 6 pulsos.	62
Fig.2.62. Convertidor de 6 pulsos con secundario en triángulo.	62

Fig.2.63. Conversor de doce pulsos.....	62
Fig.2.64. Comportamiento del factor de reducción para un $\alpha = 30^\circ$ en función del overlap angle.	63
Fig.2.65. Operación de un conversor de seis pulsos a la izquierda con $\alpha=0$ y $u=0$, a la derecha con $\alpha \neq 0$ y $u \neq 0$	64
Fig.2.66. Señal de tensión en un conversor de doce pulsos en condiciones ideales a la izquierda (a) y en condiciones reales a la derecha (b).	64
Fig.2.67. Amplitud del 21º armónico en un conversor de 24 pulsos.....	65
Fig.2.68. Conversor de doce pulsos	66
Fig.2.69. Cortocircuito del transformador en función de distintos parametros.	68
Fig.2.70. Reactancias que forman el circuito.	69
Fig.2.71. Diferentes conexiones del smoothing reactor en un configuración back to back.	70
Fig.2.72. Energía reactiva en función de la tasa de transferencia de potencia y los ángulos de disparo par un rectificador de $P=1800\text{MW}$	73
Fig.2.73. Conexión en paralelo de los filtro de AC.....	74
Fig.2.74. Tanto por cien de distorsión para cada armónico de orden par o impar.	74
Fig.2.75. Resultado de simular de las distintas impedancias al simular izquierda . y el círculo de resonancia (derecha)	76
Fig.2.76. Filtros y sus características de frecuencia e impedancia.....	77
Fig.2.77. Filtros pasa alta y su características.	78
Fig.2.78. Ejemplo de de un Double-tuned High pass filter.....	79
Fig.2.79. Ejemplo de un Triple-tuned High pass filter	80
Fig.2.80. Conjunto de bobinas de un filtro HVDC.	80
Fig.2.81. Posibles configuraciones de filtros híbridos.	81
Fig.2.82 Valores de P_n para las distintas frecuencias.	82
Fig.2.83. Circuito equivalente de DC bus.....	83
Fig.2.84. Posibles configuraciones de filtros en corriente continua.	84
Fig.2.85. Partes de un cable de papel impregnado	86
Fig.2.87. Cable tripolar con aceite a presión.....	86
Fig.2.86. Cable unipolar con aceite a presión.....	86
Fig.2.88. Cable bipolar empleado en Kontiskan	86
Fig.2.89. Tabla de conductores aislados de xlpe con núcleo de cobre.	87
Fig.2.90 Conductores aluminio acero ACSR según UNE 21018.....	88
Fig.2.91. Conductores ACSS de ECN Cable group.....	88
Fig.2.92. Aparamenta del lado de corriente continua para un enlace de $\pm 600\text{KV}$ bipolar.....	91
Fig.2.93. Esquema de un enlace bipolar HVDC donde se puede observar la puesta a tierra del punto neutro así como del neutro de los transformadores conectados en estrella.	93
Fig.2.94. Estación HVDC con los dos polos en paralelo.	94
Fig.2.95. Protección del punto neutro frente a sobretensiones	94
Fig.2.96. Electrodo horizontal.....	96

Fig.2.97. Electrodo tipo pica construido en grafito.	96
Fig.2.98. Anillo formado por el conjunto de electrodos de una línea aérea en HVDC (Manitou EEUU)	97
Fig.2.99. Electrodo anódico submarino.	97
Fig.2.100. Tipos de cortocircuitos en el lado de alterna.	99
Fig.2.101. Tiempo de recuperación para el caso de una señal fuertemente amortiguada (a) y una señal débilmente amortiguada.	99
Fig.2.102. Tipos de cortocircuitos que pueden producirse en el convertidor.	100
Fig.2.103. Zonas de protección en un instalación back to back.	102
Fig.2.104. Zonas de protección en una instalación monopolar.	102
Fig.2.105. Protección diferencial de puente.	103
Fig.2.106. Protección diferencial de grupo.	104
Fig.2.107. Protección diferencia del polo.	104
Fig.2.108. Protección frente a sobreintensidades.	105
Fig.2.109. Control de disparo de los tiristores en el inversor. K representa un fallo de conmutación. N representa el by-pass.	106
Fig.2.110. Protección mediante autoválvulas de los tiristores del convertidor.	107
Fig.3.1. Distribución del flujo de corriente en un conductor cilíndrico, mostrándose en su sección transversal.	110
Fig.3.2 Diagrama de las pérdidas que se producen en corriente alterna.	111
Fig.3.3. Circuito equivalente de un transformador.	112
Fig.3.4 Circuito aproximado de un transformador.	113
Fig.3.5 Conexión del ensayo de cortocircuito.	114
Fig.3.6 Circuito equivalente durante el ensayo de cortocircuito.	114
Fig.3.7 Conexión del ensayo de vacío.	116
Fig.3.8 Circuito equivalente del ensayo de vacío.	117
Fig.3.9 Conductores aluminio acero ACSR según UNE 21018.	119
Fig.3.10. Equivalente monofásico de línea con parámetros distribuidos.	120
Fig.3.11 Líneas de campo entre dos conductores separados una distancia D.	123
Fig.3.12 Tensiones nominales normalizadas, así como los valores correspondientes de las tensiones más elevadas -según las normas CEI.	124
Fig.3.13. Diagrama de pérdidas en una instalación HVDC.	126
Fig.3.14 Tabla de la norma IEC 61803	126
Fig.3.15 Modelo equivalente para una válvula.	128
Fig.3.16 Característica de conducción de un tiristor.	129
Fig.3.17 Caída de tensión ideal y real en un tiristor durante la conducción.	130
Fig.3.18. Modelo para una línea de longitud elevada.	135
Fig.3.19. Pérdidas por efecto corona para distintos sistemas HVDC y HVAC.	138
Fig.4.1 Torres empleadas en HVDC y HVAC y el pasillo necesario.	140

Fig.4.2 Comparación del ancho del pasillo requerido por las dos líneas HVDC 500 kV Tres Gargantas – Shanghai y por las líneas HVAC que tienen la misma capacidad de transporte.	141
Fig.4.3 Índices industriales para varios años y variación de estos con respecto el año 2013.	142
Fig.4.4 Índices industriales para varios años y variación de estos con respecto el año 2013.	143
Fig.4.5 Costes para las estaciones LCC y VSC a distintas potencias.	144
Fig.4.6 Costes por sectores en las estaciones HVDC.	144
Fig.4.6.1 Coste de las estaciones de HVDC.	144
Fig.4.7 Parámetros de cálculo de coste de la línea aérea en corriente continua.	145
Fig.4.8 Costes de la línea aérea en el caso de un instalación HVDC.	145
Fig.4.9 Costes de la línea aérea	146
Fig.4.10. Costes de la línea submarina por tecnología LCC	146
Fig.4.11 Costes de la línea submarina en LCC	147
Fig.4.12. Costes de la línea submarina en VSC	147
Fig.4.13. Costes de la línea submarina en VSC	147
Fig.4.14. Coste de los transformadores HVAC.	148
Fig.4.15. Coste de los transformadores HVAC.	149
Fig.4.16. Coste de los elementos de control de reactiva.	149
Fig.4.17. Coste de los elementos de control de reactiva.	149
Fig.4.18. Coste de una línea aérea HVAC.....	150
Fig.4.19. Coste de una línea aérea HVAC.....	150
Fig.4.20. Coste de una línea submarina en HVAC.	151
Fig.4.21. Coste de una línea submarina en HVAC.	151
Fig.4.22. Tabla de las potencias y las correspondientes tensiones a las que se han calculado las distintas comparativas HVDC frente a HVAC	153
Fig.4.23. comparativa de un línea de 1.5GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV	154
Fig.4.24. Comparativa de un línea de 2 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.....	155
Fig.4.25.Comparativa de un línea de 3 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.....	155
Fig.4.26. Comparativa de un línea de 0.4GW PARA HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 220 kV.	156
Fig.4.27. Comparativa de una línea de 0.55GW para HVDC LCC 500 kV, VSC 300 kV HVAC 400 kV.	157
Fig.4.28. Comparativa de un línea de 0.65 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 400 kV	157
Fig.A.1 Composición básica de una válvula de exterior.	163
Fig.A.2 Diagrama de una estación convertidora compacta.	164
Fig.A.3 Interruptor híbrido de ABB.	165
Fig.A.4. Instalaciones y tabla de la evolución de la distancia con respecto a los años.	183
Fig.A.5. Instalaciones y tabla de la evolución del voltaje y la potencia con respecto a los años.	184

1 **INTRODUCCIÓN**

El transporte de energía eléctrica es la respuesta a la necesidad de poder alimentar puntos de consumo, los cuales se encuentran alejados de las centrales generadoras.

Dado que el volumen de potencia creció y debido a las pérdidas causadas por el efecto Joule la distribución de la energía eléctrica se realiza en corriente alterna. El uso de corriente alterna permite aumentar o reducir la tensión manteniendo la potencia (por lo tanto la corriente variará en función de la tensión), en función de las necesidades para la optimización de las pérdidas, las características y los materiales que forman la red eléctrica, el rango de consumo y la misma eficiencia del transporte de la energía.

El transporte de alta tensión en corriente continua, *High-Voltage Direct Current (HVDC)* en inglés, consiste en transportar la energía eléctrica por medio de corriente continua manteniendo altas tensiones pero sin abandonar la flexibilidad que permite la corriente alterna en cuanto a variabilidad de las tensiones nominales se refiere. Por tanto la idea es mantener la generación y el consumo en corriente alterna pero transportar dicha energía por medio de corriente continua, para esto se hace necesario el uso de dispositivos que permitan el cambio de AC a DC así como el cambio de DC a AC. Dichos dispositivos son posibles gracias al uso de la electrónica de potencia y más en concreto de los semiconductores, que siendo controlados, permiten la conversión entre corriente alterna a corriente continua y viceversa.

Por tanto y en función de lo anteriormente citado, podemos definir el HVDC como el conjunto de sistemas y elementos que permiten transferir energía eléctrica por medio de corriente continua y que además cumpla:

- Que el proceso de transferencia de potencia se realice en alta o muy alta tensión.
- Que mantenga la flexibilidad de conversión de tensiones mediante transformadores como en corriente alterna.
- Que sea capaz de transformar de alterna a continua y viceversa.
- Debe ser rentable y eficiente en función de la potencia y la distancia entre los puntos de conexión.

1.1 **RAZONES DE USO DE LAS LÍNEAS HVDC**

El HVDC aparece como una alternativa al transporte de energía eléctrica tradicional, en corriente alterna, en los casos en los que la corriente alterna no es eficiente o rentable.

En concordancia con el párrafo anterior podemos decir que las líneas de alta tensión en corriente continua se suelen emplear en situaciones en las que es necesario transferir grandes potencias a lo largo de grandes distancias, donde el transporte convencional de corriente alterna no es viable debido al coste y las pérdidas.

Gracias a trabajar en continua y al uso de semiconductores se hace posible realizar enlaces entre dos redes asíncronas entre sí, esto se debe a la capacidad de la tecnología HVDC de controlar el flujo de potencia y los desfases, de esta forma dos redes incompatibles entre sí pasarían a formar parte de una misma red con lo que se mejoraría la estabilidad y la economía de dichas redes al permitir un flujo en ambos sentidos de energía eléctrica.

Una última aplicación de la tecnología HVDC se refleja en las líneas submarinas y subterráneas para grandes distancias. En corriente alterna en las líneas submarinas o subterráneas no pueden exceder los 60-80 km debido a la alta reactancia que presentan los cables como efecto de la capacidad de estos. Al emplear corriente continua, prácticamente solo afecta la resistencia propia del cable con lo que se conseguiría aumentar las longitudes en las que se podría trabajar.

Otra cualidad que debemos considerar que al trabajar en corriente continua estamos evitando el *efecto skin* que aparece con corriente alterna cuando la densidad de corriente se dispersa hacia las zonas periféricas del conductor. Esta característica hace replantearse los conductores a emplear si se opta por usar tecnología HVDC.

Además hay que tener en cuenta los nuevos proyectos y el desarrollo constante que se están produciendo en este campo lo que hace que cada vez la tecnología HVDC esté más presente.

1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LA TÉCNOLOGÍA HVDC.

Como cabe esperar, si se conoce un poco acerca de la historia de la electricidad, se comprende que se sitúe como la primera red de transporte de la energía eléctrica en corriente continua a aquella desarrollada por **Thomas Edison** en 1882. La problemática de esta era que al trabajar con una tensión de 110V (tensión que se empleaba para iluminación) y que el uso de los motores eléctricos se fue extendiendo, este sistema era inviable ya que no podía soportar grandes corrientes además de las grandes pérdidas generadas por efecto Joule en los conductores, lo que hacía que la longitud entre la central generadora a la ciudad donde se distribuía fuera demasiado corta. Obviamente este sistema no se puede considerar como alta tensión y sus potencias y longitudes de trabajo eran muy bajas en comparación con el HVDC, por otra parte se puede interpretar como la semilla de la tecnología que luego se emplearía.

Al aparecer la corriente alterna de **Tesla** el sistema se revolucionó permitiendo mayores distancias y potencias gracias al uso de transformadores quedando en desuso la distribución y generación en corriente continua.

Entre 1882 y 1906 y pese a la gran aceptación de la corriente alterna como sistema de distribución, aun se desarrollaron proyectos reseñables en cuanto a transporte de energía eléctrica en corriente continua se refiere. En 1882 **Marcel Deprez** consiguió transportar 1.5kW empleando la tensión de 2kV con una longitud de 56.2 km entre Miesbach y Munich.

El relevo de Deprez lo recogió el Suizo **René Thury**, quien desarrollo distintos proyectos desde 1889 hasta que en 1906 se puso en funcionamiento la línea entre la central hidroeléctrica de **Moutiers** y la ciudad de **Lyon**. Esta línea funcionaba a 75kV y hasta 150A y a lo largo de 200km de los cuales, 150km eran aéreos y 50 km empelaba cable subterráneo aislado con papel impregnado con aceite. La línea estuvo en funcionamiento 30 años desmantelándose en 1936. En la central de Moutiers se emplearon cuatro generadores de corriente continua en serie para poder así elevar la tensión. La línea de Moutiers Lyon es considerada como la línea más potente de distribución en corriente continua sin el uso de electrónica de potencia.

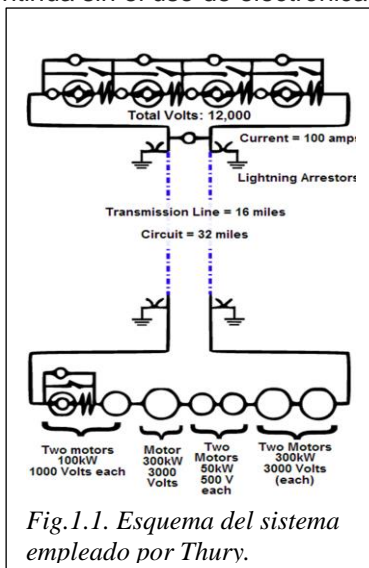


Fig.1.2. Rectificador de válvula de gas de mercurio para baja tensión.

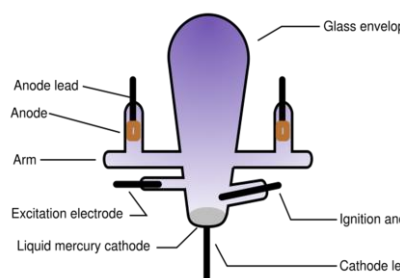


Fig.1.3. Partes de un rectificador de válvula de gas de mercurio para baja tensión.

Prácticamente hasta que no hiciera aparición la electrónica de potencia no se desarrolló más la distribución en corriente continua, de este modo el siguiente hito sería en 1901 cuando **Peter Cooper Hewitt** inventó la **válvula termoiónica** o **válvula de vapor de mercurio**, este invento permitió que se desarrollara el rectificador, dispositivo que permitiría convertir de corriente alterna a corriente continua de forma efectiva y más barata en comparación con los sistemas mecánicos que existían hasta la fecha.

Desde 1901 hasta la década de los cuarenta se experimentó empleando las válvulas de vapor de mercurio y así en En 1929 se inició el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio en los procesos de transmisión y conversión de energía eléctrica para altas tensiones y potencias.

Tras esto en 1930 se construyen plantas experimentales en Suecia y EEUU donde el Dr. Uno Lamm se convirtió en el máximo responsable del desarrollo de esta tecnología.

En 1941 se firmó el primer contrato comercial para la construcción de un enlace de 60 MW HVDC en Alemania. Este debía transmitir 2×150 A con una tensión de ± 200 kV. El enlace estuvo preparado para funcionar en 1945, pero fue desmantelado antes de llegar a ser conectado.

En 1950 en Rusia se construyó un enlace experimental 116 km entre Moscú y Kasira a una tensión de 200 kV.

No fue hasta 1954 en la que la primera línea comercial fue operativa construida por ASEA (ABB) (100 kV, 20 MW) que Interconectaba la isla de **Gotland** con **Suecia** mediante un cable submarino de 98 km. El problema más importante que tenían los primeros dispositivos eran las bajas potencias que podían procesar, alrededor de 30 MW, y el elevado coste que tenían.

Con la aparición de los semiconductores de estado sólido en la década de los 70 se abrió la posibilidad de transferir más potencia y a un coste significativamente más bajo que con las válvulas de vapor de mercurio o tecnología similares basadas en las válvulas de vacío. De nuevo se innova en la línea de **Gotland** donde se sustituyen las válvulas de mercurio por 180 tiristores en serie. Al otro lado del atlántico en 1970 se puso en servicio el primer enlace de gran longitud, el **Pacific Intertie** que conectaba la región Pacific Northwest con Los Angeles con un total de 1.362 km y una potencia de 1.400 MW a ± 400 kV. Estas instalaciones utilizaban válvulas de mercurio.

De 1972 data la primera conexión asíncrona en **Bel river** conectando Quebec y New Brunswick con una potencia de 320 MW y 160 kV. En esta instalación también se produjo la sustitución de las válvulas de mercurio por tiristores.

Entre 1977 y 1979 se construye la interconexión Cahora Bassa- Apollo donde se conectaron 280 tiristores en serie, batiendo 4 récords del mundo: mayor tensión (533 kV), mayor potencia (1920 MW), mayor longitud (1420 km) y el primero que instalaba las válvulas en intemperie.

Hasta el año 2000 la tecnología de los enlaces HVDC utilizaba exclusivamente convertidores conmutados por red (*LCC-line commutated converters*) con tiristores. A partir de esta fecha el desarrollo de los dispositivos electrónicos de conmutación de alta potencia (IGBT, GTO, etc.) permitió el nacimiento de una nueva tecnología, el HVDC con convertidores autoconmutados (*VSC Voltage source converters*). Actualmente conviven las dos tecnologías

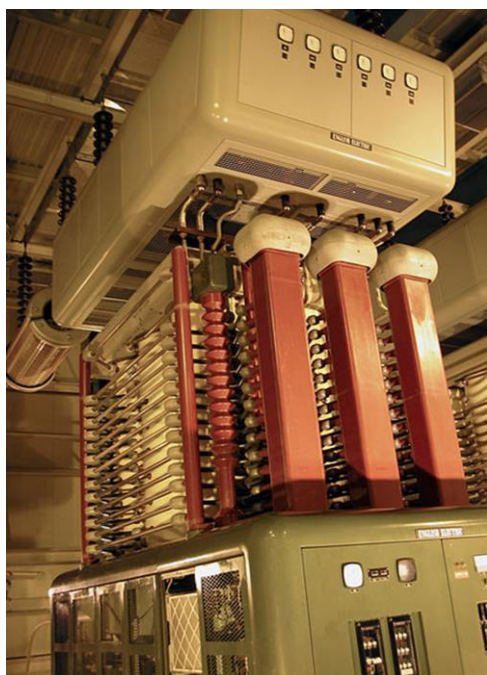


Fig.1.4. Rectificador de gas de mercurio para 150 kV



Fig.1.5. Conjunto de tiristores en una central de conversión.

En el cincuenta aniversario del primer enlace HVDC (2004), la capacidad instalada en el mundo utilizando esta tecnología ascendía a más de 70.000 MW. Los mayores proyectos realizados hasta la fecha son:

- Mayor enlace construido (Itaipu, Brasil): 6.300 MW, ± 600 kV. Año 1985.
- El mayor convertidor (Gorges-Changzhou, China): 1.500 MW, 500 kV. Año 2002.
- El cable subterráneo de mayor longitud con tecnología VSC (Murraylink, Australia): 180 km, 200 MW. Año 2002.
- El mayor sistema VSC (Cross Sound, USA): 330 MW. Año 2002.
- Primera carga en alta mar (plataforma petrolífera Troll, Noruega): 2 x 42 MW. (Proyecto en año 2002).
- Primer sistema multiterminal (Québec-Nueva Inglaterra, Canadá): 2000 MW. Año 1992.
- El cable submarino tendido a mayor profundidad (Italia-Grecia): 1000 m. Año 2001.
- Tres gargantas Shanghái (China). Tecnología de conmutación con tiristores de segunda generación, línea de 900 km, 3000 MW, 150 kV. Año 2007.
- Instalación de línea eléctrica aérea de deshielo. Levis De-Icer Canadá \pm Levis. 250 MW, 242 km, 17 kV. Año 2008
- Proyecto Ballia-Bhiwadi, (India). Línea de 700 km. 2500 MW a 500 kV en el año 2009

El enlace Yunnan–Guangdong puso en operación su primer polo en 2009 y en 2010 comenzó el segundo polo consiguiendo transportar 5000 MW con una corriente de 3,125 kA a lo largo de 1418 km

En 2012 comenzó la construcción de la línea **Hami–Zhengzhou** y que se espera entre en funcionamiento en 2014 aportando una potencia 8000 MW empleando ± 800 kV y una longitud total de 2210 km

En el ámbito nacional Español podemos reseñar dos proyectos, el primero el conocido como proyecto Rómulo que conecta la península con las islas baleares, este proyecto presenta una conexión submarina de alta tensión de ± 250 kV, compuesta por tres cables (uno de retorno) de 237 km de longitud a una profundidad de 1485 m. Así mismo se hizo necesaria la construcción de dos estaciones conversoras: Morvedre 400 kV, en Sagunto (Valencia), y Santa Ponsa 220 kV, en Calviá (Mallorca).

El otro proyecto español presenta la interconexión de la red eléctrica española con la red eléctrica francesa por medio de otro enlace (ya existían tres enlaces de AC: Arkales Hernani-Argia, Biescas-Pragnères y Vic-Baixas) en este caso de corriente continua. Se trata de una línea de 400 kV en corriente continua que incrementará la capacidad de intercambio de 1.400 a 2.800 megavatios. Con una longitud de 65 kilómetros, irá soterrada en su totalidad mediante un sistema de zanjas y en su trazado utilizará otras infraestructuras lineales existentes siempre que sea posible. En cada extremo de la línea se construirán dos subestaciones conversoras: Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia), a través de las cuales se realizará la transformación de corriente alterna a continua y viceversa. Un túnel de 8,5 kilómetros de longitud y 3,5 metros de diámetro albergará los cables en el tramo que atraviesa los Pirineos.

En abril del 2013 finalizaron los trabajos de perforación del túnel de la interconexión, a través del macizo de *Albéres*, con la llegada de la tuneladora *Albera* al punto de encuentro con su homóloga francesa *Canigó*.

2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS.

Como se ha comentado anteriormente la transmisión de energía eléctrica por medio de corriente continua aparece como alternativa al sistema convencional de corriente alterna. De esta forma primero hay que conocer las limitaciones del transporte en AC para poder conocer cuándo y de qué manera es beneficioso el empleo de DC.

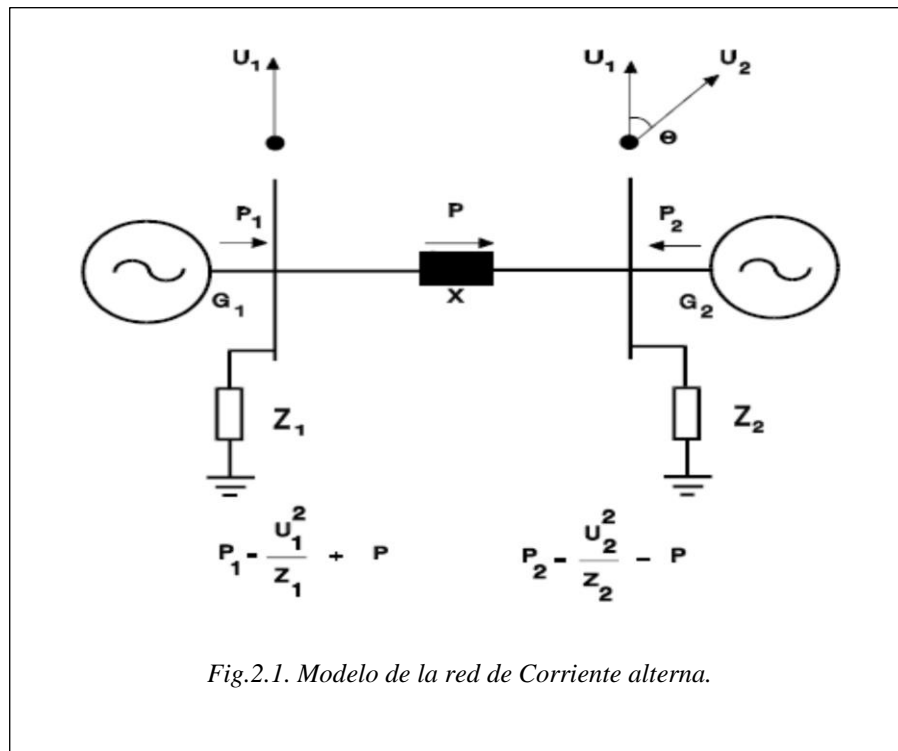
Por tanto es necesario explicar, de manera breve, el funcionamiento de la red convencional y sus problemas para después poder analizar las fortalezas y beneficios de la transferencia en DC. Además es este punto explicaremos las configuraciones típicas de HVDC así como la aparamenta propia de la tecnología y sus características de funcionamiento.

2.1 LA RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL.

Una de las primeras características a tener en cuenta del uso de la corriente alterna, es que al tratarse de un corriente senoidal, toda la red debe funcionar a una frecuencia determinada. En función de esto podemos ver que para generar energía eléctrica, necesitaremos que todos los generadores funcionen perfectamente sincronizados con esta frecuencia determinada (habitualmente en Europa 50 Hz). Trabajar a esta frecuencia afecta directamente a los sistemas de generación teniendo que diseñarlos para que turbinas y otros sistemas hagan girar al generador una determinada frecuencia.

Los transformadores son otra parte importante del sistema AC ya que son los que permiten realizar cambios de tensión. Realizado cambios de tensión se reduce la corriente o se aumenta manteniendo la potencia constante con lo que mantenemos flexibilidad y eficiencia. A través de esto podemos establecer que se genera a una tensión determinada, se aumenta dicha tensión para transportarla de forma más eficiente y se reduce a media o baja tensión para distribuirla a los consumidores.

Si nos fijamos, podemos decir que la red convencional de AC tiene un carácter inductivo, si además tenemos en cuenta que la red suele estar formada por mallas de manera que, varios generadores queda interconectados por medio de líneas, podemos realizar una caracterización del sistema como dos generadores interconectados por medio de una reactancia de valor X , tal y como se muestra en el siguiente esquema:



CONSIDERACIONES TÉCNICAS.

La potencia instantánea P que recorrería la reactancia se define como el producto del valor instantáneo del voltaje multiplicado por el valor instantáneo de la corriente que recorre la carga X por tanto:

$$P = V \cdot I \text{ (VA)}$$

Esto es lo que se conoce como potencia aparente. Dependiendo de la bibliografía se puede encontrar como S y su unidad es el voltio amperio (VA).

Si recordamos, al estar empleando una onda sinusoidal, vemos que el valor de la corriente depende directamente de la fase de la onda sinusoidal o dicho de otra forma la diferencia entre la fase de la corriente con respecto al voltaje, este ángulo se suele representar por φ . Por lo tanto si expresamos de forma vectorial podemos hallar dos corrientes en función de φ como se muestra en la figura adjunta:

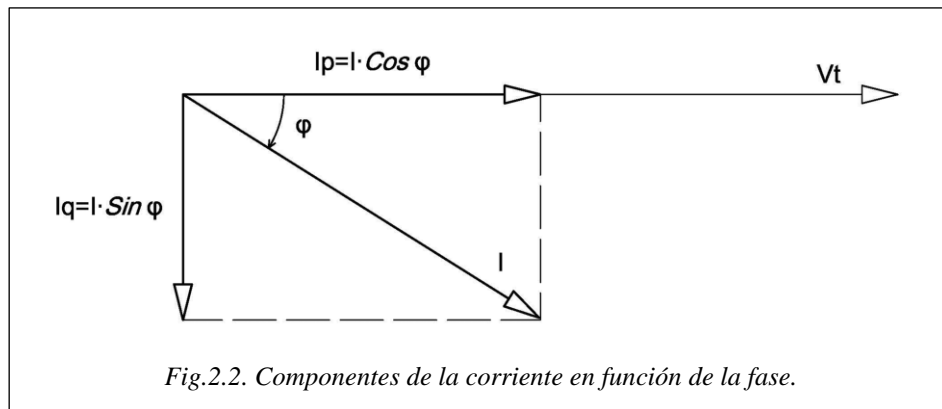


Fig.2.2. Componentes de la corriente en función de la fase.

Si aplicamos esas dos expresiones de corriente a la fórmula de la potencia aparente anteriormente expuesta conseguimos:

$$Q = V \cdot I \cdot \sin \varphi \text{ (VAr)}$$

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \text{ (W)}$$

Donde P representa la potencia activa, en fase con la tensión y por tanto sería la potencia en una carga de carácter resistivo. Q representa la potencia reactiva que está desfasada $\varphi = +90^\circ$ en caso de ser una carga inductiva ó $\varphi = -90^\circ$ en caso de ser una carga capacitiva.

Como última consideración y viendo que se puede descomponer vectorialmente las potencias en corriente alterna podemos enunciar que:

$$S^2 = Q^2 + P^2 \text{ (VA)}$$

El factor de potencia es un indicador del tipo de carga o potencia y se refleja por medio del $\cos \varphi$:

Si tiende a la unidad la carga tenderá ser resistiva y si tiende a cero su valor será mayormente inductivo.

Aplicando todo lo anterior al esquema representado en la figura 2.2 podemos plantear la siguiente ecuación:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \sin \theta \text{ (VA)}$$

De acuerdo con la ecuación anterior, la potencia que circula por la reactancia es igual al producto de las tensiones en bornes de la reactancia partido por el valor de esta reactancia y multiplicado por el seno del ángulo existente entre las dos tensiones. Este ángulo no se puede controlar directamente y es el resultado del balance entre las potencias inyectadas por los generadores y la distancia de la línea, en caso de que este ángulo se desequilibre y crezca en exceso podría producir una sobre carga en la red, esto puede llegar a ser un problema ya que es un parámetro realmente delicado que puede llegar a producir fallos en el sistema.

Otro problema que presenta el uso de una red en corriente alterna se debe a los regímenes transitorios que aparecen al conectar un generador o motor a la red. Las oscilaciones electromagnéticas producidas por oscilaciones mecánicas sumado a longitudes muy grandes pueden llevar a desequilibrar la red, por ejemplo si una red vecina necesita una inyección de potencia urgente y se produce un transitorio puede llegar a sobrecargarse la línea y producir la desconexión. Pero por otra parte puede producir que el balance entre potencia activa y reactiva se desequilibre lo que puede poner en peligro la red entera.

En caso de líneas extremadamente largas, si se hace necesario entregar demasiada potencia reactiva se deben instalar subestaciones a lo largo de la línea para compensar ese exceso de energía reactiva demandado. Además para compensar la energía reactiva normalmente se hace necesario el uso de baterías de condensadores. Sin embargo en caso de líneas submarinas debido a la alta capacidad y la impedancia resultante de los conductores, las distancias no pueden ser demasiado grandes.

2.2 BUSCANDO UNA FORMA DE TRANSFERIR ENERGÍA MÁS FLEXIBLE.

Como hemos visto, la red convencional de AC se podría decir que tiene una debilidad la hora de transferir grandes potencias a lo largo de grandes longitudes. Además la flexibilidad en cuanto al control de la potencia es nula y depende de un equilibrio que cuesta mucho mantener. Además al estar empleando una onda senoidal esto implica problemas como la necesidad de sincronismo el desfase en líneas muy grandes. Por lo tanto se hace patente la necesidad de un sistema que tolere grandes potencias a grandes distancias y además su potencia sea controlable de una forma rápida. La respuesta a estas exigencias las podemos encontrar en la electrónica de potencia

2.2.1 LA TRANSMISIÓN HVDC Y EL CONTROL POR MEDIO DE LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA

La idea principal es solucionar o evitar los problemas que crea el empleo de una red en corriente alterna, sobre todo a la hora de transportarlo. La corriente continua parece la respuesta, si empleamos la corriente continua evitamos el problema de la potencia reactiva así como los desfases que se puedan producir, pero, la generación y el consumo se realiza en corriente alterna y no es posible cambiar toda la red eléctrica. Por lo tanto sería necesario poder transformar de corriente alterna a continua, transportar la energía a donde sea necesaria y transformarla a corriente alterna para distribuirla los centros de consumo.

Aquí es donde la electrónica de potencia hace su aparición ya que por medio de dispositivos electrónicos se puede transformar de corriente continua a corriente alterna y viceversa. Otro factor importante es poder controlar la energía reactiva del sistema de AC al que se conecta el sistema HVDC.

Por lo tanto, principalmente necesitaremos de un rectificador y de un inversor para transformar de alterna a continua y viceversa. Intercalada entre el conversor y el rectificador necesitaremos una línea para transportar la energía en corriente continua. Además a cada extremo necesitaremos transformadores para poder elevar la tensión a valores apropiados para el transporte de la energía.

El conjunto de rectificador y transformador, al igual que el conjunto de transformador inversor recibe el nombre de estación convertidora. Principalmente está formada por los anteriores elementos, pero como veremos más adelante, existen otros componentes necesarios para su funcionamiento. Los transformadores conectarán a la red de alterna y al rectificador o al otro lado a un inversor y después a la red de alterna.

Lo anteriormente expuesto se puede ver en la figura 2.3 que además de representar un tipo concreto de configuración HVDC, es el esquema básico de un sistema HVDC ya que contiene los elementos antes mencionados.

Las razones de uso del HVDC se han comentado al principio del documento pero principalmente son poder transportar altas potencias por medio de corriente continua a grandes distancias donde el sistema convencional de corriente alterna no es suficiente o no es viable.

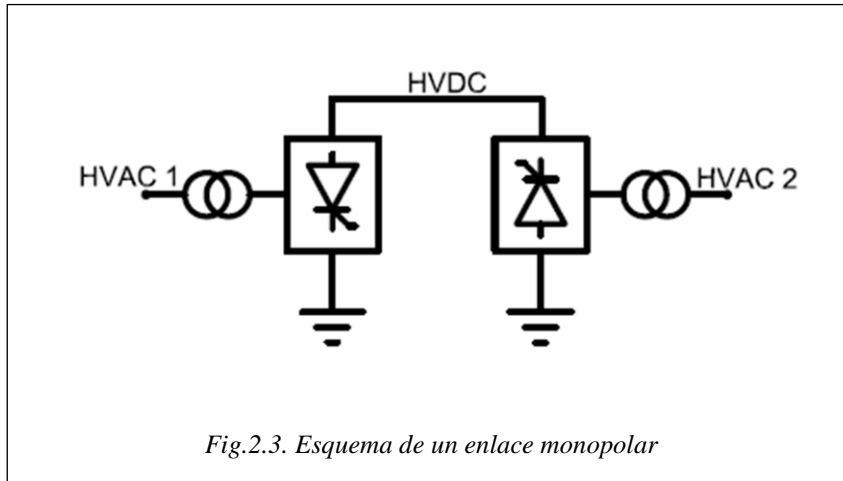
2.3 CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS HVDC.

En esta sección se enuncian y se explican de forma breve las configuraciones empleadas en HVDC.

2.3.1 ENLACE MONOPOLAR.

Esta configuración se emplea en caso de muy grandes distancias y especialmente en caso de líneas submarinas.

El sistema consiste en dos estaciones conversoras unidas por un único conductor funcionando en corriente continua. Generalmente se emplea una polaridad negativa en el conductor ya que, la posibilidad de que se produzca el efecto corona es substancialmente menor con el empleo de tensiones negativas.



El retorno, normalmente, se realiza por medio de puesta a tierra o mar (en el caso de ser submarina), por medio de electrodos lo que permite el ahorro de un conductor.

Pese a lo anterior, a veces se debe emplear un conductor de retorno, ya sea por problemas medioambientales como una excesiva corrosión en los electrodos o problemas de interferencias debidas a armónicos, este caso recibe el nombre de *retorno metálico* y se emplea cuando no queda más remedio ya que aumenta el coste la instalación así como las pérdidas.

La potencia que permite este sistema ronda los 1500 MW y dada la sencillez en comparación con otros sistemas es bastante económico sobre todo si no es necesario el uso del retorno metálico.

A pesar de que eminentemente este sistema es empleado en líneas submarinas también se puede encontrar en la línea Cahora Bassa- Apollo de forma aérea.



2.3.2 ENLACES BIPOLARES

En este caso se tienen dos polos de signo contrario y normalmente un retorno. Dicho retorno desde un punto de vista ideal no está recorrido por ninguna corriente. Fuera de la idealidad, como hay que suponer cierto desequilibrio entre polos, el retorno metálico normalmente estará recorrido por pequeñas corrientes de desequilibrio.

Esta configuración es empleada cuando un único polo no es suficiente para satisfacer la demanda de potencia.

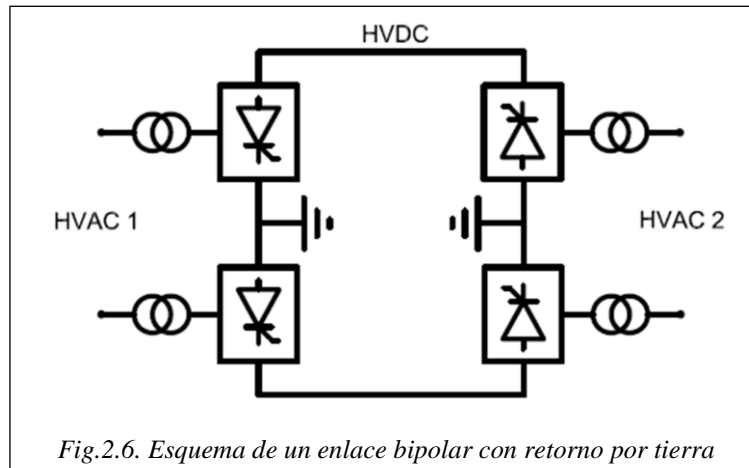
Además al poseer más convertidores y conductores es posible cambiar la configuración en caso de fallo o mantenimiento como se verá más adelante.

2.3.2.1 Enlace bipolar con retorno por tierra.

En este caso se dispone de dos conductores, uno con polaridad positiva y otro con polaridad negativa. Cada polo tiene un conjunto de convertidores de características similares conectados en serie en el lado de continua.

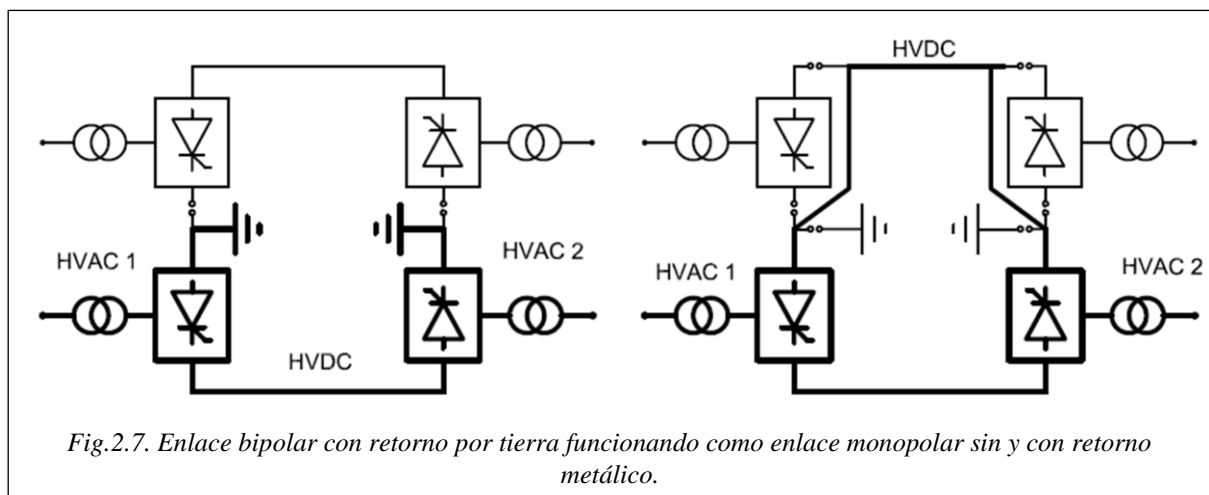
Los puntos neutros (unión entre convertidores) están conectados a tierra en los dos extremos.

En condiciones normales ambos polos transfieren el mismo valor de potencia, de manera que, el sistema está equilibrado consiguiendo así que no circule corriente entre los dos puntos puestos a tierra.



Este sistema es el más empleado en cuanto a una configuración bipolar se refiere porque además provee de flexibilidad a la hora de que ocurran posibles fallas o se necesite realizar mantenimiento.

De esta forma en función de las necesidades se pueden configurar de forma que funcione como un enlace monopolar sin retorno metálico (figura 2.7 a la izquierda) o como un enlace monopolar con retorno metálico (figura 2.7 a la derecha).



2.3.2.2 Enlace bipolar con retorno metálico.

Guarda las características de la anterior con respecto a su funcionamiento como configuración bipolar, más que, el retorno se produce por medio de un conductor en vez de por electrodos. Se suele emplear en distancias relativamente cortas.

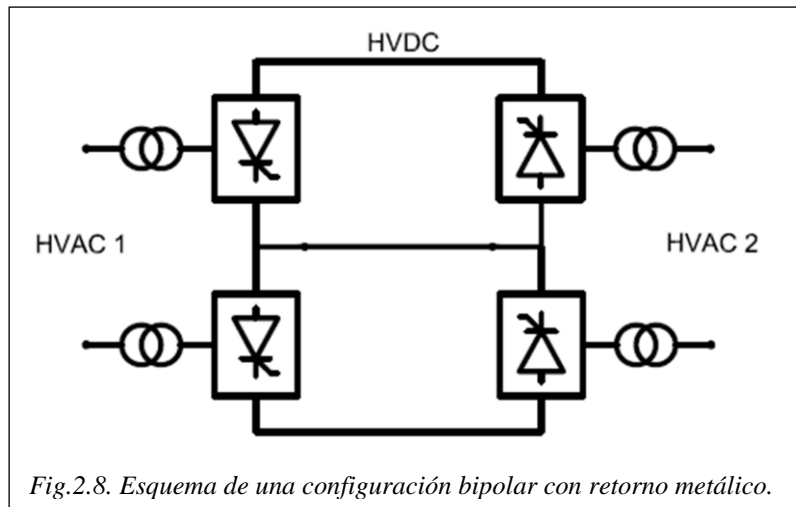


Fig.2.8. Esquema de una configuración bipolar con retorno metálico.

2.3.2.3 Enlace bipolar sin retorno.

Se trata de un esquema sin retorno metálico ni electrodos principalmente usado por su bajo coste inicial.

Permite operar de forma monopolar si alguno de los convertidores falla, pero no permite funcionar así en caso de fallo en uno de los dos conductores.

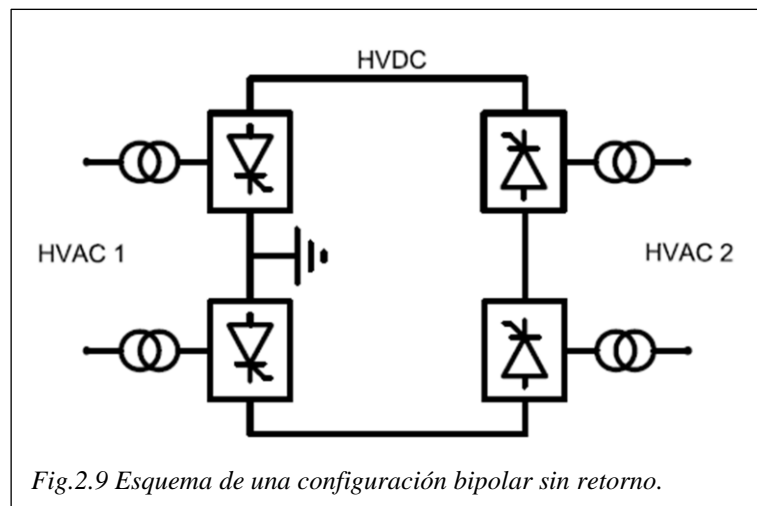


Fig.2.9 Esquema de una configuración bipolar sin retorno.

A veces se recurre a esta situación cuando uno de los electrodos no está listo, o durante la fase de construcción si es necesario dar servicio.

2.3.3 ENLACE HOMOPOLAR.

En este caso la configuración posee dos conductores pero ambos utilizan la misma polaridad usualmente negativa.

Puede emplear tanto retorno metálico como electrodos de tierra. En este caso y aplicando las leyes de Kirchhoff, queda claro que la corriente que circula por el retorno será el doble de la que circula por cada uno de los conductores.

Esta configuración implica menores costes en cuanto al aislamiento pero tiene la desventaja de tener un retorno recorrido por una gran corriente, lo que implica un coste mayor al tener que dimensionar los electrodos para más potencia, por lo que es poco habitual y se suele emplear más el enlace bipolar.

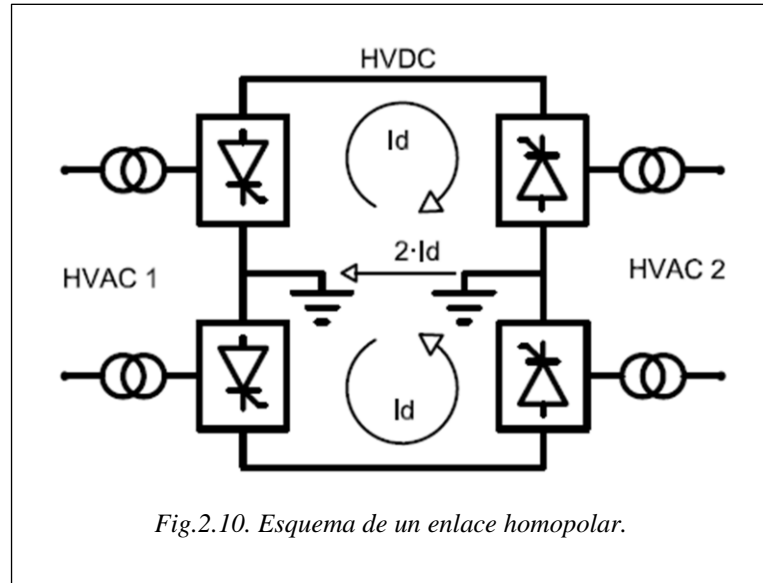


Fig.2.10. Esquema de un enlace homopolar.

2.3.4 CONEXIÓN PUNTO A PUNTO (POINT TO POINT TRANSMISSION)

Esta conexión se caracteriza por entregar la potencia en una dirección por así decirlo. Se puede definir como el enlace entre el centro de generación y una subestación mediante una línea de HVDC. Claro ejemplo son la conexión de las granjas eólicas Suecas situadas en islas y la red eléctrica situada en la costa.

Las configuraciones empleadas pueden ser cualquiera de las anteriormente explicadas.

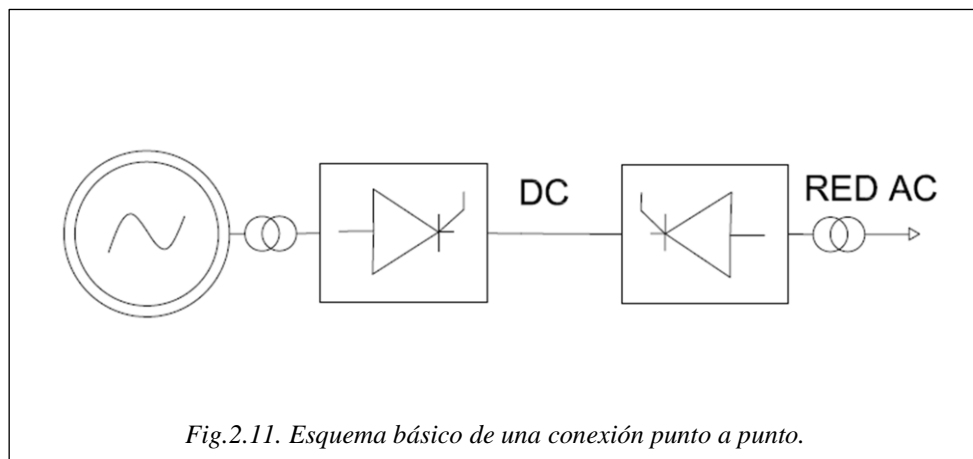
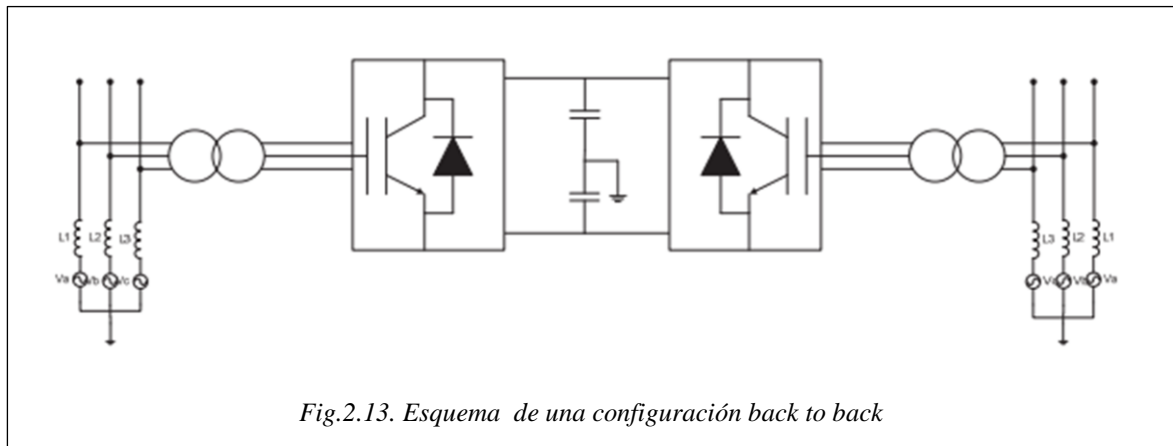
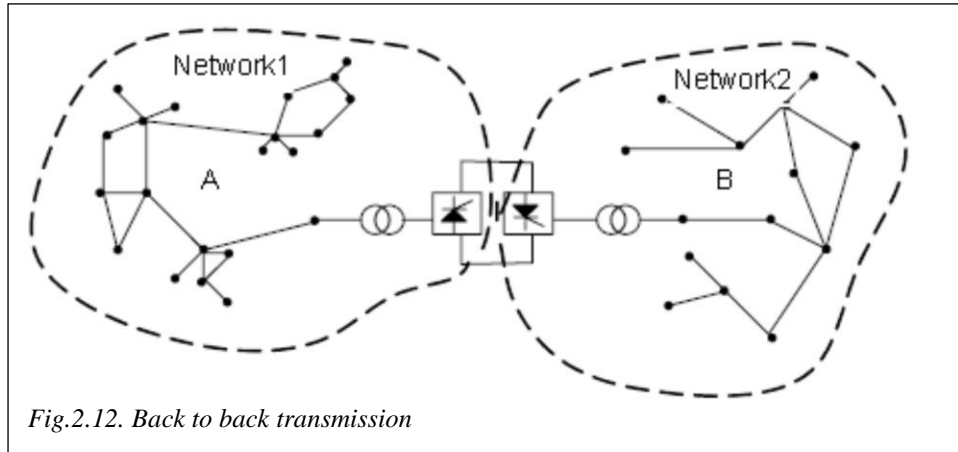


Fig.2.11. Esquema básico de una conexión punto a punto.

2.3.5 CONEXIÓN MEDIANTE BACK TO BACK TRANSMISSION.

Las conexiones back-to-back son implementadas principalmente en aquellos casos donde la conexión se realiza en el interior de una subestación y por lo tanto no es necesaria una línea de transmisión.

Un ejemplo claro es al interconexión de las redes del este y el oeste de estados unidos que son síncronas entre si, dado que trabajan a la misma frecuencia, en este caso se emplea HVDC como enlace entre las dos redes dada la alta potencia que es necesaria para interconectar ambas mallas. Otro ejemplo es la interconexión entre dos redes en Sudamérica las cuales trabajan a 50 hz y 60 hz respectivamente, por medio de un sistema HVDC *back to back* controlando la frecuencia de disparo de los convertidores podemos interconectar ambas redes sin problemas de frecuencia.



Estos sistemas tienen la característica de que los dos grupos convertidores se encuentran en la misma estación ya que no existe una línea de transporte entre ellos, sino que, como conecta dos mallas, la parte de corriente continua no son más que los buses y posiciones de salida y entrada necesarios.

Al no poseer una línea de transporte, no son necesarios todos los elementos requeridos en un sistema HVDC que transporte energía a una distancia determinada.

El principal objetivo de estos sistemas como se ha dicho es interconectar dos redes, esto se podría hacer en corriente alterna en el caso de que las redes fueran síncronas, pero serían necesarias más subestaciones de AC para la misma potencia que un sistema *back to back* de HVDC. En el caso de que sean asíncronas, o compartan la misma frecuencia pero no estén sincronizadas, el sistema HVDC hace posible una transferencia de potencia.

2.3.6 CONEXIONES MULTITERMINAL.

Se trata de una alternativa cuando se han de interconectar varios nodos, en lugar de utilizar múltiples conexiones punto a punto.

Existen tres tipos de conexión multiterminal:

- **Paralela:** Mediante la conexión multiterminal paralela, todas las subestaciones se encuentran conectadas a una misma tensión. Se implementan principalmente cuando las subestaciones superan el 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- **Serie:** Al contrario que en la conexión paralela, en la conexión serie, todas las subestaciones se encuentran a una tensión diferente. En este tipo de conexión es importante tener en cuenta el rendimiento de las subestaciones ya que la caída de tensión en cada una afectará la tensión nominal de la red.
- **Mixta:** La conexión multiterminal mixta, permite tener subestaciones conectada en configuración tanto serie, como paralelo.

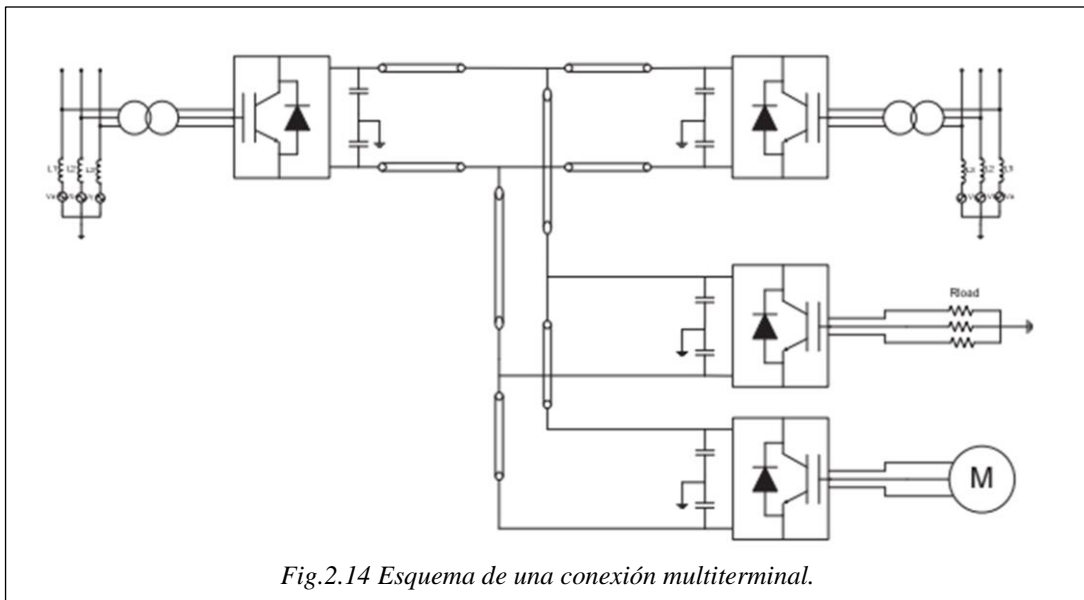


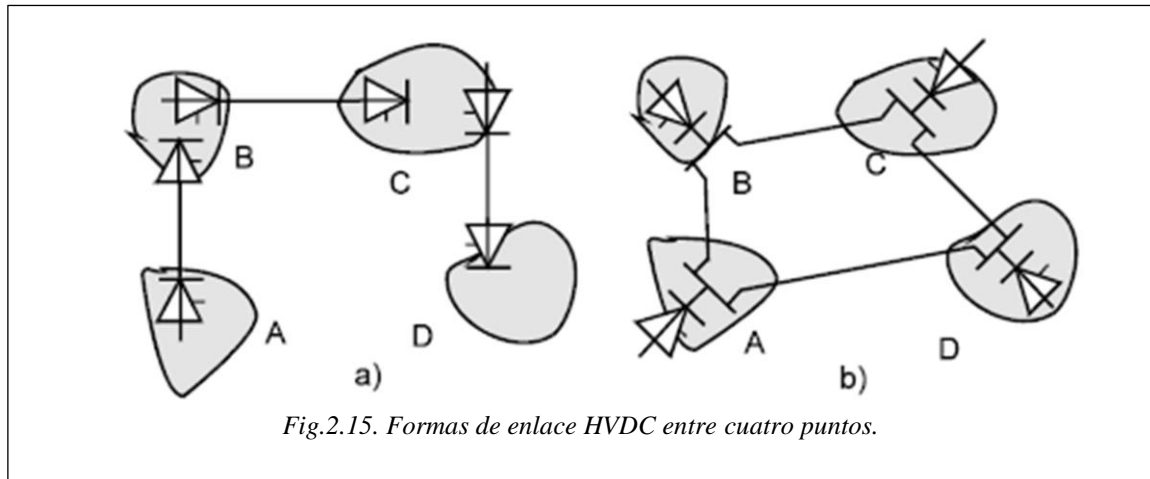
Fig.2.14 Esquema de una conexión multiterminal.

Si suponemos cuatro puntos, los cuales queremos unir mediante enlaces HVDC tenemos dos opciones:

- Por medio de enlaces punto a punto (figura 2.15-a)
- Por medio de de una conexión multiterminal (figura 2.15-b)

Ahora bien basándonos en ejemplo planteado y en la figura 2.15 podemos comparar los beneficios de una conexión multiterminal frente a una point to point son:

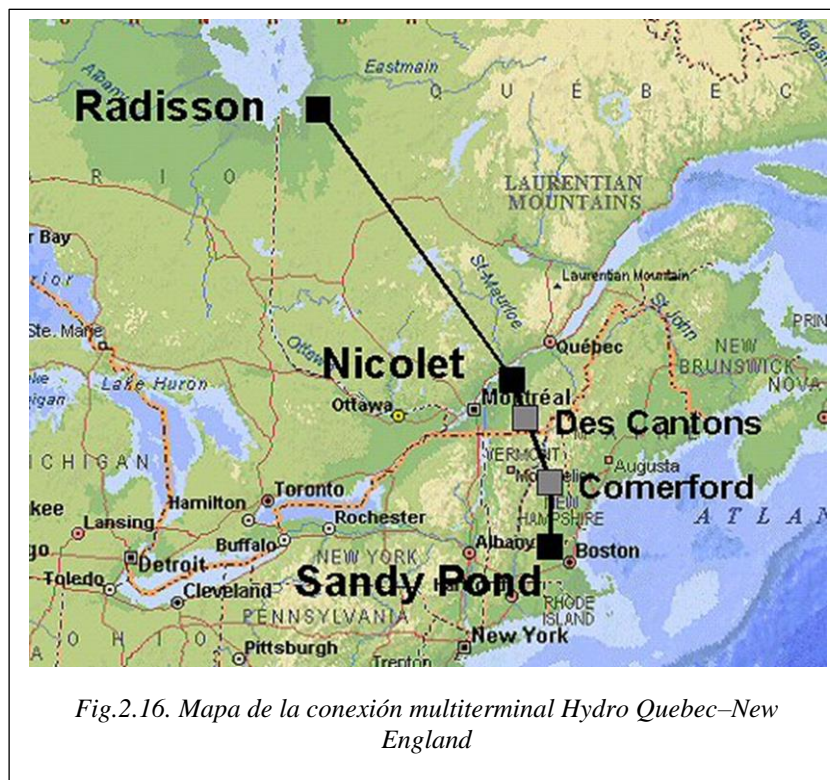
- Son necesarios menos convertidores para la misma potencia.
- Las pérdidas son menores siempre ya que en el caso de la figura 2.15-b la energía se transporta a través de dos estaciones. Sin embargo en el sistema de la figura 2.15-a) para transportar entre A y D pasa por seis estaciones en vez de por dos únicamente.
- En el caso de la conexión multiterminal la corriente es distribuida a través de la malla lo que reduce las Pérdidas, sin embargo en el sistema punto a punto para alimentar los puntos B, C y D debe circular por A una potencia igual a la suma de la potencia de B,C y D con lo que las pérdidas serán mayores.



Por otro lado este tipo de conexión tiene sus desventajas:

- Un fallo en el lado de DC o un fallo de larga duración en una de las estaciones conversoras puede reducir entre un 50% y un 100 % la capacidad de transmisión.
- En caso de que una de las estaciones conversoras se pierda se debe hacer un rebalanceo de las corrientes para evitar el colapso de todo el sistema.

Un ejemplo de conexión multiterminal es la conexión entre Hydro Quebec–New England construida por ABB entre 1987 y1992 capaz de suministrar 2000MW.



2.4 PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN DE HVDC

En un planteamiento inicial podemos decir que una subestación planificada para HVDC, en esencia, contiene la misma aparamenta que una subestación diseñada para corriente alterna, pero, añadiendo los sistemas de corriente continua. Por tanto además de los componentes habituales de corriente alterna (transformadores, interruptores de AC, auto válvulas etc...), tendremos aparamenta propia de corriente continua (seccionadores para dc por ejemplo) así como aparamenta propia de la conversión.

A continuación se muestra la estructura de planta de una subestación HVDC bipolar para larga distancia. Hay que tener en cuenta que esta representación es simple y sirve como aproximación dado que un esquema completo requiere mucha complejidad.

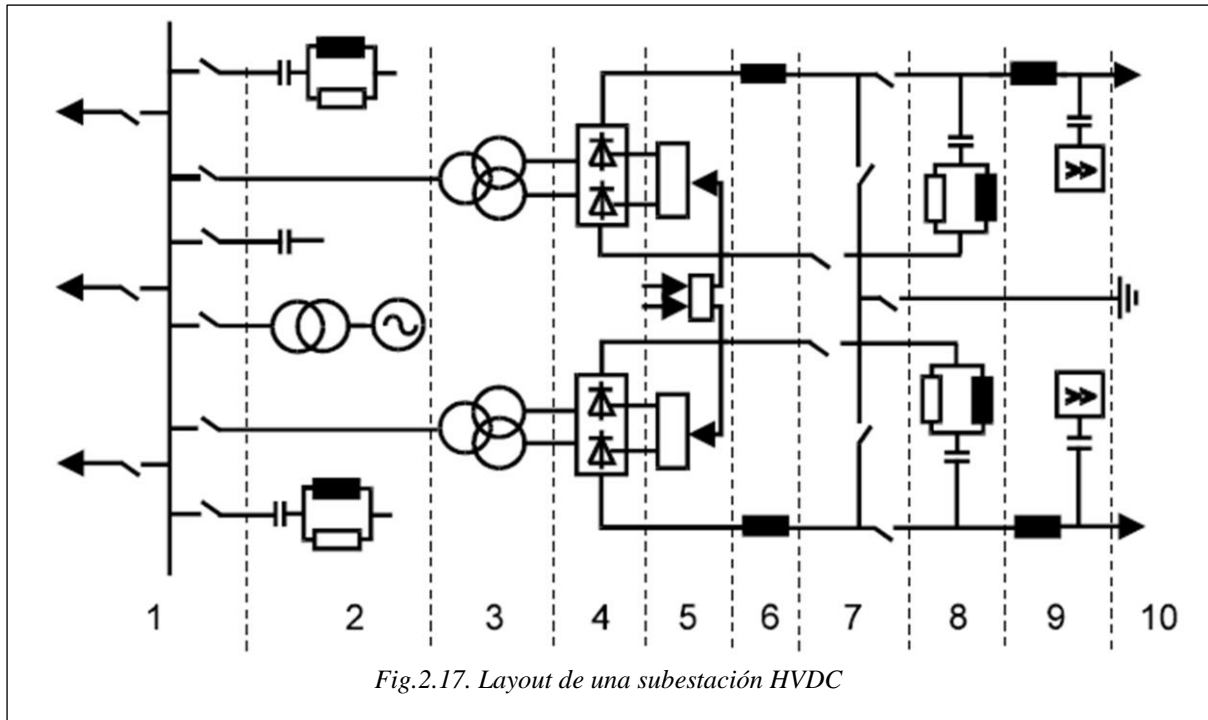


Fig.2.17. Layout de una subestación HVDC

Los números hacen referencia a cada dispositivo o parte de la estación.

1. Interruptores AC
2. Baterías de condensadores y filtros AC
3. Transformadores de potencia
4. Convertidores AC/DC
5. Sistemas de control y protección
6. Smoothing reactor
7. Interruptores DC
8. Filtros DC
9. Sistemas de telecomunicaciones
10. Electrodo de tierra

2.5 CONVERSORES

Se trata del elemento o elementos capaces de convertir la señal eléctrica alterna en señal eléctrica continua y viceversa.

De esta forma, tendremos rectificadores que son los elementos o circuitos capaces de convertir la corriente alterna en corriente continua. Por otro lado tenemos el dispositivo o circuito capaz de realizar el proceso contrario; convertir corriente continua en corriente alterna (inversor).

El concepto se puede definir como un conjunto o matriz de interruptores “estáticos” (esto es, que no contiene partes móviles para abrir y cerrar si no que cambian su estado para permitir, o no, paso de corriente) que, conectados a un número de nodos de entrada, permitan realizar cierres y aperturas controlados en determinados espacios de tiempo, preestablecidos y medidos, para así conseguir el paso de corriente a tensiones determinadas. Al poder controlar la corriente que pasa o en su defecto la tensión, podemos controlar la potencia así como hacia donde fluye la energía.

Históricamente ya se han nombrado tanto los rectificadores / inversores mecánicos utilizados siglos atrás, así como, las válvulas de vapor de mercurio empleadas en el siglo 20. Actualmente se emplea la tecnología de semiconductores aparecida en los años 70.

Con la aparición de los semiconductores aparecieron los transistores y los tiristores los cuales son los dispositivos que se emplean tanto para rectificadores como para inversores.

2.5.1 CLASIFICACIÓN Y TIPOS DE CONVERSORES.

Para clasificar y dar una idea sobre los conversores debemos atender a sus características:

- Atendiendo al tipo de dispositivo semiconductor empleado:
 - Tiristores
 - GTO (Gate turn-off thyristor).
 - IGCT (Insulated Gate Conmutated Thyristor).
 - MTO (MOS Turn-off Thyristor)
 - MTC (MOS Controlled Thyristor)
 - ETO (Emitter Turn-off Thyristor)
 - Transistores
 - IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)
 - Diodos
- En función de su configuración:
 - VSC (Voltage source converters)
 - CSC (Current Source Converters)
- Atendiendo al tipo de conmutación:
 - LCC (Line conmutation converters)
 - FCC (Forced conmutation converters)
 - SCC (Selfconmutated converters)

2.5.2 DISPOSITIVOS SEMICONDUCTORES

Para hacer una pequeña aproximación histórica más específica del uso y aplicación de los semiconductores HVDC, diremos que, comenzó con la implantación del SCR (silicon-controlled rectifier) en la década de los cincuenta, y que actualmente sigue representando la principal forma de conversión en HVDC.

Para poder implementar el SCR fue necesario que previamente existieran dispositivos semiconductores los cuales hacen su aparición entre la década de los 50 y los años 60. Primero apareció el transistor bipolar o BJT, (*Bipolar Gate Transistor*) en la década de los 50. En la siguiente década haría aparición el tiristor, dispositivo que aumentaría de manera notable las aplicaciones reales de la electrónica de potencia. En la segunda mitad de la década de los 70 hacen aparición los tiristores GTO (Gate Turn-off Thyristor) lo que permitió desarrollar el inversor controlado tan importante en las aplicaciones de electrónica de potencia.

A partir de aquí se puede decir que aparece un segundo escalón representado por los dispositivos de efecto de campo como puede ser el MOSFET (metal oxide semiconductor field effect transistors) que hizo su aparición en los ochenta y permitió desarrollar sistemas compactos y eficientes para aplicaciones por debajo de los 200V.

Por último debemos tener en cuenta la aparición de los dispositivos IGBT (Insulated gate bipolar transistor) permitiendo el desarrollo de sistemas que previamente a la creación de este dispositivo eran inviables.

2.5.2.1 Principios básicos sobre materiales semiconductores.

Los materiales semiconductores se pueden definir como elementos que se comportan como conductor o aislante en función de diversos factores externos a los que se encuentra sometido dicho elemento, como por ejemplo, el campo eléctrico o magnético, la presión, la radiación que le incide, o la temperatura.

Las características especiales de los semiconductores se pueden interpretar fácilmente gracias a la teoría de bandas, basada en la física cuántica.

Si suponemos un átomo aislado, los electrones en dicho átomo pueden ocupar determinados niveles energéticos, si en vez de un átomo aislado consideramos la unión de dos o más átomos formando estos un cristal, las interacciones entre los dos modifican su energía, de tal manera que cada nivel inicial se desdobra en numerosos niveles los cuales, constituyen una banda. Entre estas bandas existen huecos los cuales, reciben el nombre de *bandas energéticas prohibidas*. Un electrón no puede atravesar estas bandas prohibidas a menos que se le aporte la energía necesaria al electrón.

Ahora bien, como antes se ha dicho, los semiconductores son elementos que podríamos decir se encuentran situados entre los aislantes y los conductores, por tanto si estudiamos ambos por separado y después unimos ambos modelos tendremos una idea más global.

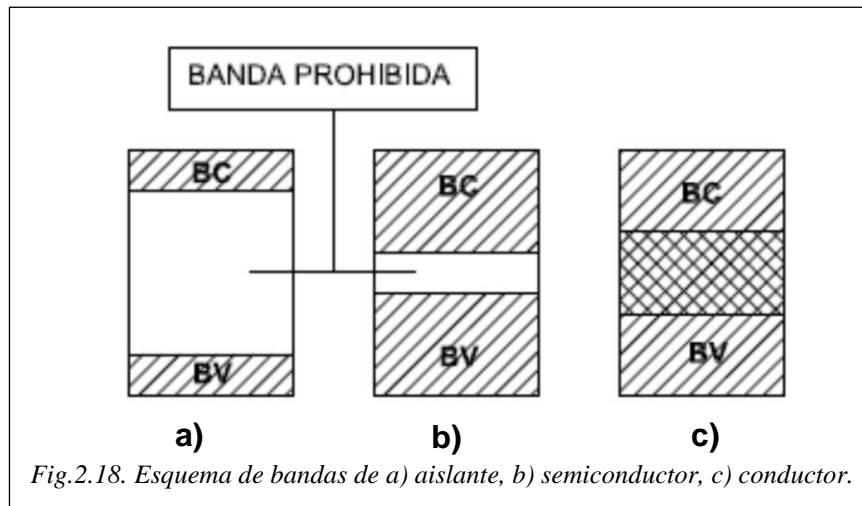
En los aislantes, la banda inferior menos energética, la cual se conoce como *banda de valencia*, está completa de electrones, sin embargo la banda de conducción está separada de la de valencia por medio de una banda prohibida muy ancha, la cual es imposible que sea franqueada por los electrones, es decir, la banda de valencia está llena de electrones de conducción los cuales, no pueden pasar a la banda de conducción por eso la elevada resistividad de los materiales aislantes.

Por otro lado en los elementos conductores la banda de valencia y la banda de conducción se encuentran superpuestas de manera que cualquier aporte energético puede producir desplazamiento de electrones.

Entre ambos extremos por tanto situamos a los semiconductores los cuales se parecen en estructura a los materiales aislantes, ya que las bandas de conducción y de valencia están separadas por una banda prohibida, aunque a diferencia con los aislantes esta banda prohibida es mucho más estrecha, esta diferencia en las dimensiones de la banda prohibida es lo que posibilita que, ante un aporte de energía determinado, se produzca el salto de electrones de la banda de valencia a la banda de conducción franqueando así la banda prohibida y por tanto existiendo conducción.

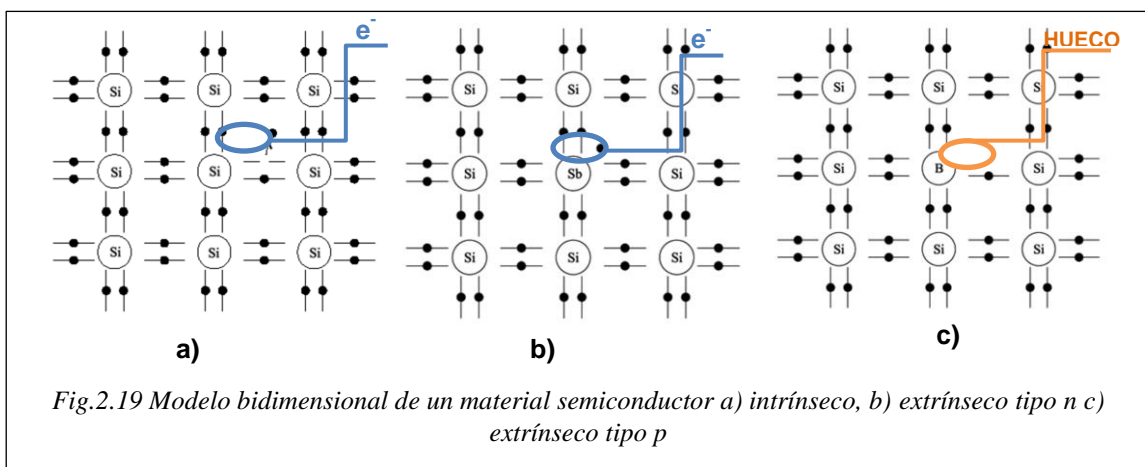
Ahora bien, la energía que es necesaria aportar para producir la conducción en un material semiconductor es mucho mayor que la que hay que aportar en un material conductor para conseguir el mismo resultado.

Principalmente existen dos tipos de conductividad en los semiconductores intrínseca y extrínseca. La conductividad intrínseca se debe a los propios electrones de un elemento semiconductor. Se produce cuando un electrón del semiconductor se desplaza a través del cristal saltando a la banda de conducción dejando un hueco en la banda de valencia mediante la acción de campos eléctricos exteriores. Obviamente el proceso inverso también se produce, de modo que los electrones pueden caer, desde el estado energético correspondiente a la banda de conducción, a un hueco en la banda de valencia liberando energía. A este fenómeno se le denomina recombinación.



En el caso de la conducción extrínseca, tomando como partida un elemento semiconductor como en el caso anterior debemos añadirle un pequeño porcentaje de impurezas por el cual el elemento se dirá que esta dopado. Al añadir elementos eliminamos el correspondiente átomo de material semiconductor y añadimos otro aportando un exceso de huecos o un exceso de electrones, este exceso de portadores será el que produzca la conducción.

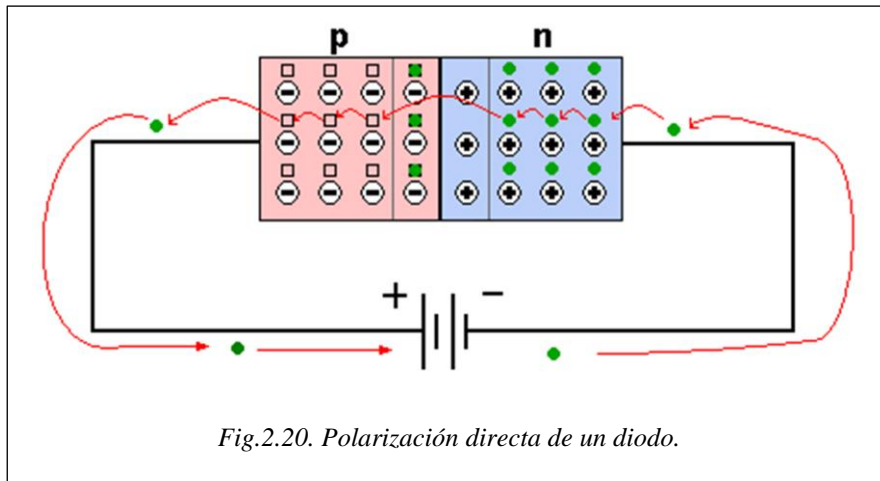
En función de si la impureza es donadora de electrones o de huecos tendremos semiconductores tipo n o tipo p respectivamente. En el caso de los de tipo n la conducción se debe a los electrones que se encuentran en exceso. De forma análoga el propósito del dopaje tipo P es el de crear abundancia de huecos, de forma que se convierte en aceptador de electrones por lo tanto se puede decir que es portador de cargas positivas.



2.5.2.2 Unión pn; el diodo.

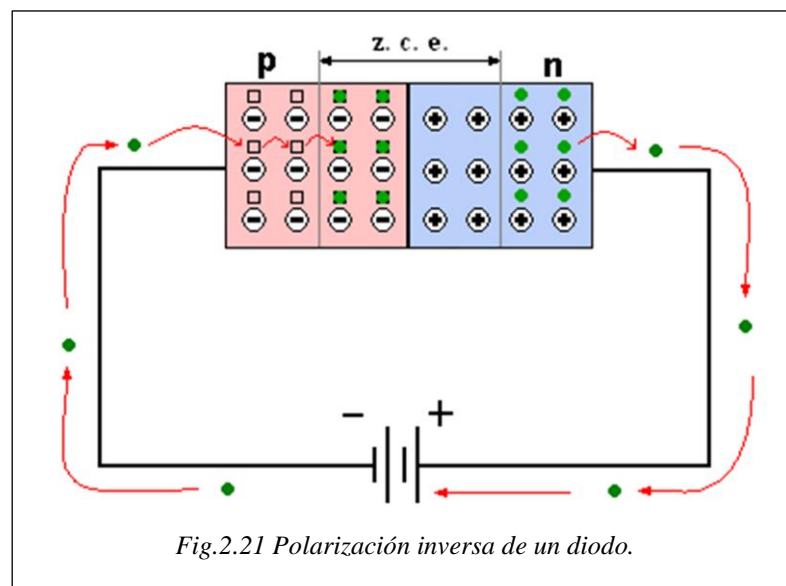
El resultado de la unión de un semiconductor tipo n y un semiconductor tipo p es un dispositivo conocido como diodo, dado que en la zona n son mayoritarios los electrones y en la zona p son los huecos, se producen dos corrientes una de electrones de la zona n la zona p y otra de huecos de la zona p a la zona n, de manera que aparece lo que se conoce como potencial de barrera el cual se opone a la difusión de nuevas cargas y por lo tanto se igualen las corrientes.

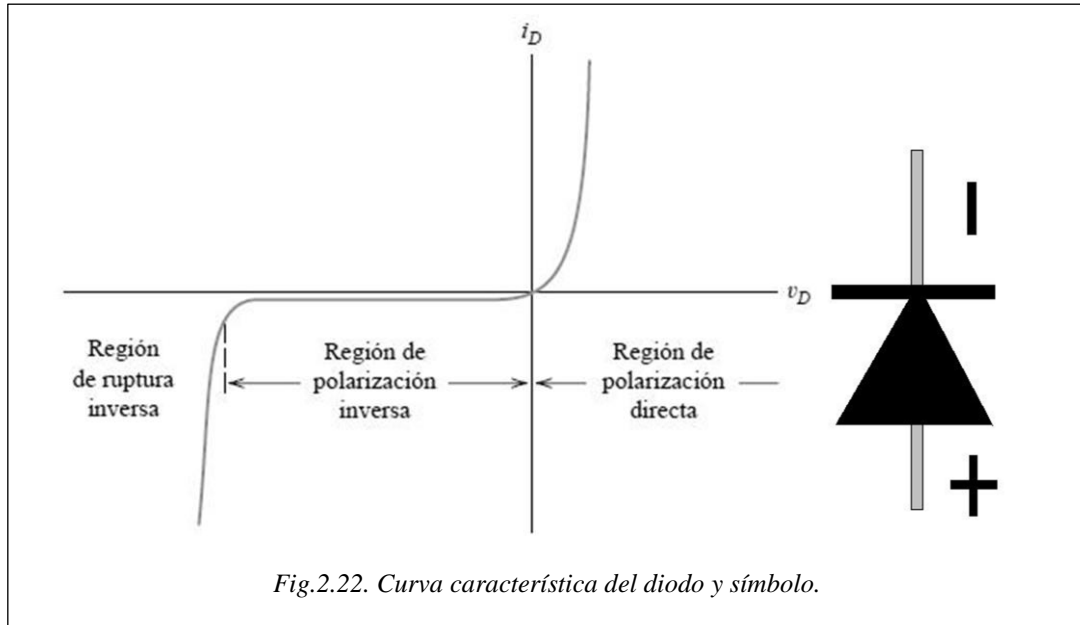
Ahora bien, si a esta unión pn le aplicamos una diferencia de potencial tal como se muestra en la figura 2.20, debido a la acción del campo eléctrico los huecos y los electrones se ven obligados a desplazarse al centro del cristal haciendo así que ese potencial de barrera de potencial y posibilitando la circulación de corriente es lo que se conoce como **polarización directa**.



Si invertimos la polaridad de la diferencia de potencial los electrones y los huecos se alejarán de la frontera y el campo eléctrico creado anulará al exterior produciendo así que la barrera de potencial sea mayor produciendo que la corriente sea prácticamente nula.

Existe también lo que se conoce como **polarización inversa** (Fig.2.22) que consiste en que si se somete de forma inversa al diodo con una diferencia de potencial lo suficientemente fuerte conseguiremos arrancar electrones de la capa de valencia produciéndose un aumento de la intensidad de la corriente.





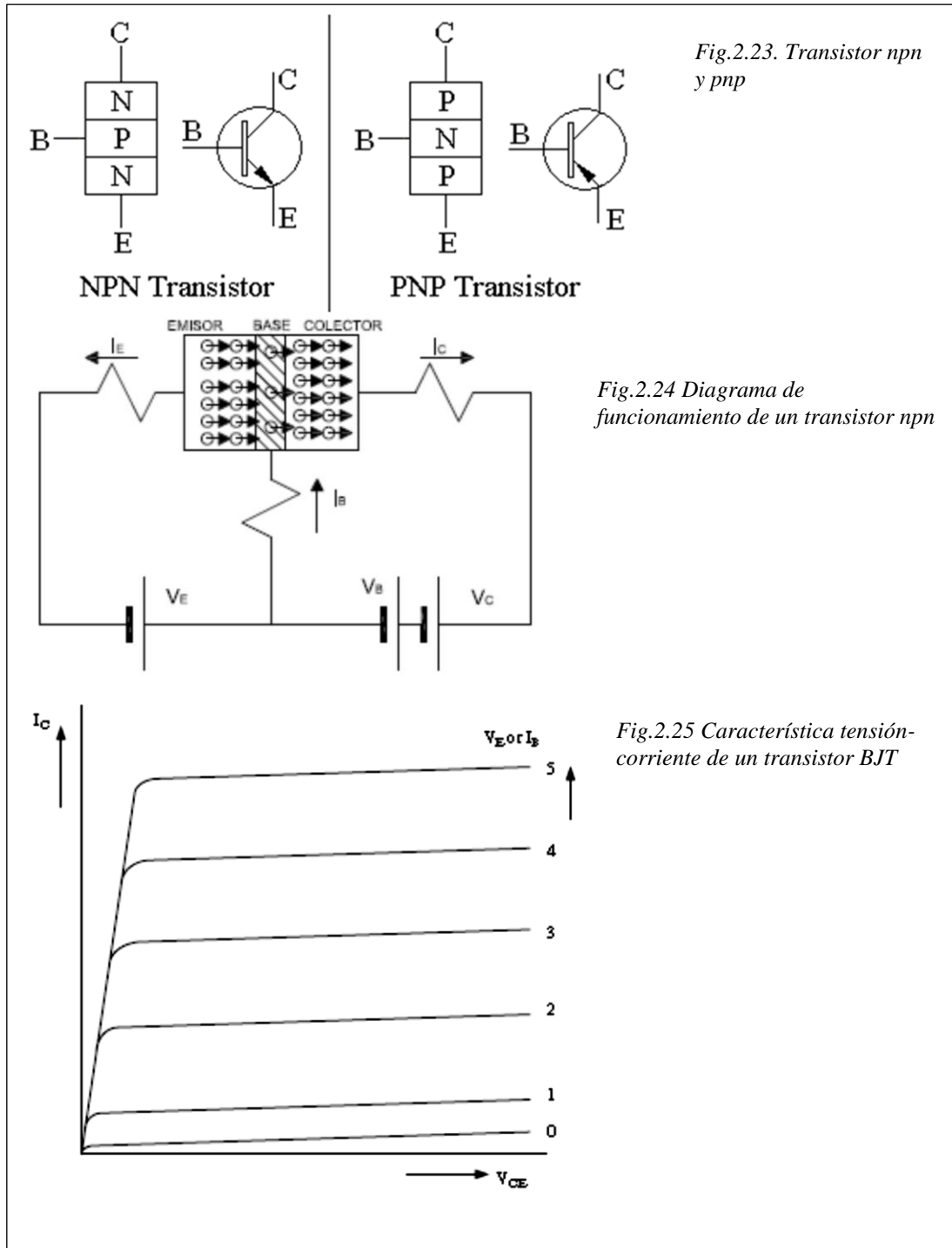
En la figura 2.22 se pueden ver las tres zonas explicadas anteriormente, por encima de la tensión máxima de bloqueo (en la gráfica es la *tensión máxima de la zona de polarización inversa*) aparece el funcionamiento en inversa del diodo. Por debajo de esta tensión el diodo es capaz de soportar la tensión y permanecer en estado off. Por otro lado el diodo estará en conducción si se le aplica una tensión positiva entre sus bornes (*región de polarización directa* en la gráfica).

Por otro lado podemos considerar las siguientes características en un diodo.

- **Corriente máxima:** Es la intensidad de corriente máxima que puede conducir el diodo sin fundirse por el efecto Joule. Dado que es función de la cantidad de calor que puede disipar el diodo, depende sobre todo del diseño del mismo.
- **Corriente inversa de saturación:** Es la pequeña corriente que se establece al polarizar inversamente el diodo por la formación de pares electrón-hueco debido a la temperatura, admitiéndose que se duplica por cada incremento de 10 °C en la temperatura.
- **Corriente superficial de fugas:** Es la pequeña corriente que circula por la superficie del diodo cuando el diodo está polarizado en inversa, esta corriente es función de la tensión aplicada al diodo, con lo que al aumentar la tensión, aumenta la corriente superficial de fugas.
- **Tensión de ruptura:** Es la tensión inversa máxima que el diodo puede soportar antes de darse el efecto avalancha.
- **Efecto avalancha:** En polarización inversa se generan pares electrón-hueco que provocan la corriente inversa de saturación; si la tensión inversa es elevada los electrones se aceleran incrementando su energía cinética de forma que al chocar con electrones de valencia pueden provocar su salto a la banda de conducción. Estos electrones liberados, a su vez, se aceleran por efecto de la tensión, chocando con más electrones de valencia y liberándolos a su vez. El resultado es una *avalancha* de electrones que provoca una corriente grande.
- **Efecto Zener:** Cuanto más dopado está el material, menor es la anchura de la zona de carga. Puesto que el campo eléctrico E puede expresarse como cociente de la tensión V entre la distancia d ; cuando el diodo esté muy dopado, y por tanto d sea pequeño, el campo eléctrico será grande, del orden de $3 \cdot 10^5$ V/cm. En estas condiciones, el propio campo puede ser capaz de arrancar electrones de valencia incrementándose la corriente.

2.5.2.3 El transistor BJT

Se trata de la unión de tres semiconductores pudiendo ser tipo pnp o npn. Operando de la forma más habitual, el colector se encuentra polarizado de forma inversa mientras que el emisor se encuentra polarizado directamente. De esta forma el emisor inyecta electrones a través de la base y atravesando la unión base colector de forma que la corriente emisor base y base colector son prácticamente iguales. La cuantía de estas corrientes es dependiente de la diferencia de potencia entre emisor y base.



2.5.2.4 MOSFET

Al igual que el BJT se basa en la unión de tres semiconductores ya sea pnp o npn, además se pueden dividir en acumulación o vaciamiento en función de su funcionamiento.

Los MOSFET de acumulación se basan en la creación de un canal entre el drenador (D) y el surtidor (S), al aplicar una tensión en la compuerta (G). La tensión de la compuerta atrae portadores minoritarios hacia el canal, de manera que se forma una región de inversión, es decir, una región con dopado opuesto al que tenía el sustrato originalmente. El término acumulación hace referencia al incremento de la conductividad eléctrica debido a un aumento de la cantidad de portadores de carga en la región correspondiente al canal. El canal puede formarse con un incremento en la concentración de electrones (en un nMOSFET o NMOS), o huecos (en un pMOSFET o PMOS). De este modo un transistor NMOS se construye con un sustrato tipo p y tiene un canal de tipo n, mientras que un transistor PMOS se construye con un sustrato tipo n y tiene un canal de tipo p.

Los MOSFET de vaciamiento tienen un canal conductor en su estado de reposo, que se debe hacer desaparecer mediante la aplicación de la tensión eléctrica en la compuerta, lo cual ocasiona una disminución de la cantidad de portadores de carga y una disminución respectiva de la conductividad.

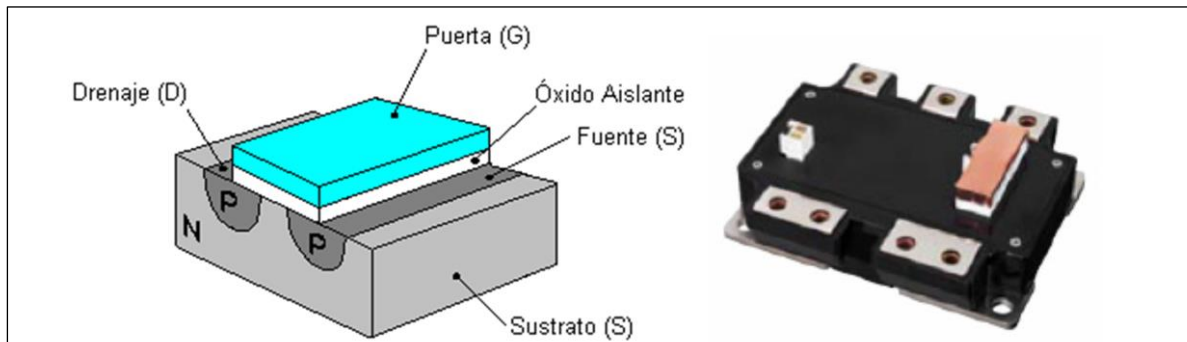


Fig.2.26. Diagrama de un mosfet (izquierda) y un mosfet para 150 V /600 A (derecha).

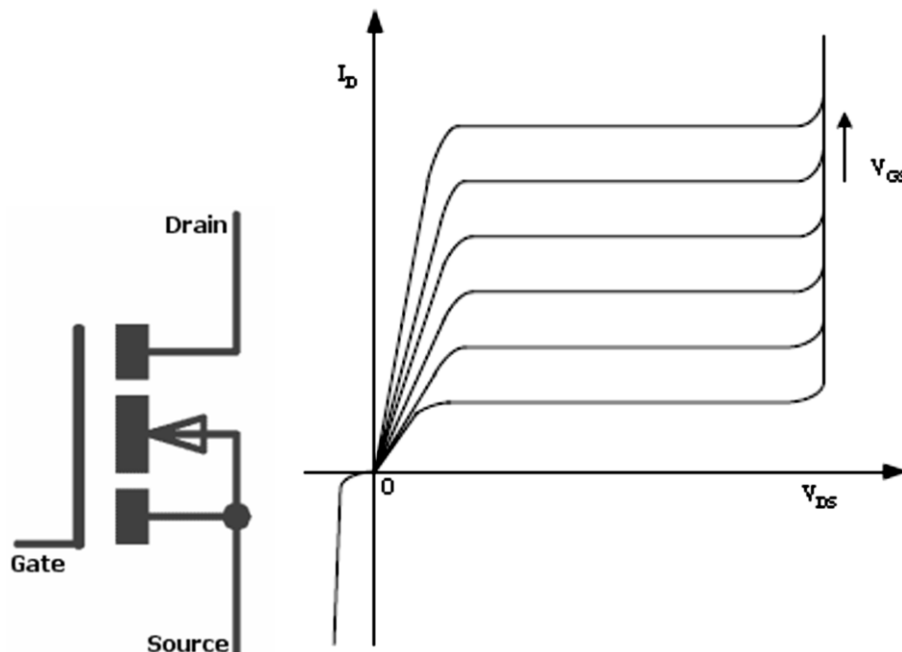


Fig.2.27 Símbolo y característica Tensión-corriente de un MOSFET

2.5.2.5 Tiristores.

Se puede definir un tiristor como un dispositivo semiconductor de estado sólido capaz de conmutar y cambiar de un estado de alta impedancia a otro de baja impedancia (se puede equiparar a un interruptor mecánico que pasa de la posición cerrado a la posición abierto), en presencia de determinadas condiciones de tensión y corriente, superiores a unos valores de mantenimiento, por lo cuales el estado alterado del dispositivo se mantendrá siempre y cuando se mantengan las condiciones por encima de los valores mínimos de mantenimiento.

La estructura interna de los tiristores normalmente está constituida por varias capas silicio dopado con impurezas de tipo p y n.

El disparo de un tiristor se produce cuando se inyectan corrientes entre las uniones p-n que forman el dispositivo. Al inyectar dichas corrientes se logra polarizar y por lo tanto entra en conducción el dispositivo. El estado de conducción se mantendrá, aunque se deje de inyectar corriente entre las uniones además de mantenerse los valores de mantenimiento entre sus bornes.

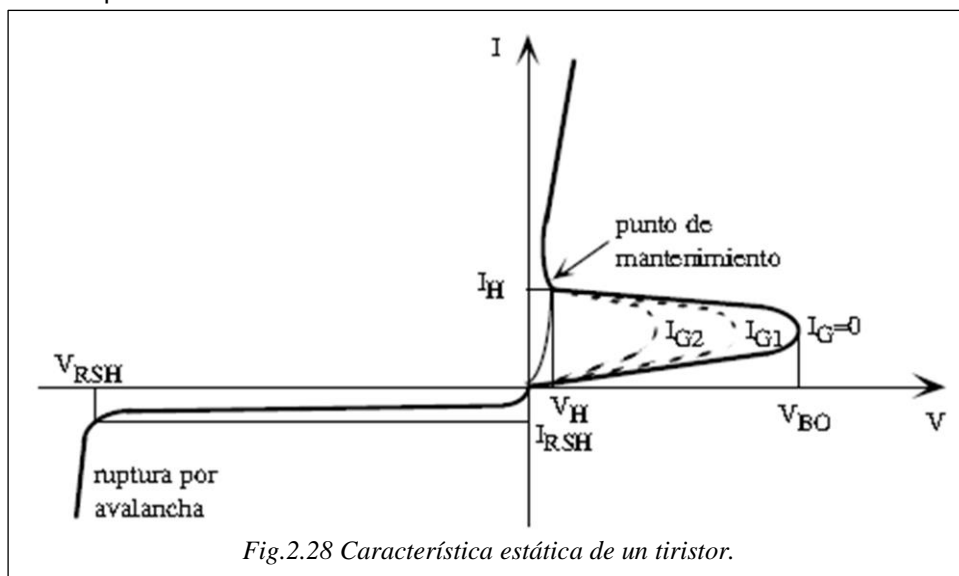
Aplicado a HVDC el dispositivo permite formar rectificadores e inversores controlados posibilitando el cambio de AC-DC y viceversa. Además al controlar el disparo es posible controlar la potencia activa y reactiva entregada al circuito así como un control de la frecuencia de salida permitiendo la interconexión asíncrona entre redes.

Existen distintos dispositivos comprendidos como tiristores (sidac, triac, sbs...) pero principalmente nos basaremos en los dispositivos empleados en HVDC los cuales se enumeran a continuación:

- SCR (*silicon controler rectifier*)
- GTO (*Gate Turn-off Thyristor*)
- IGCT (*Insulated Gate-Commutated Thyristor*)
- MTO (*MOS Turn-Off Thyristor*)
- MCT (*MOS Controlled Thyristor*)
- ETO (*Emitter Turn-Off Thyristor*)

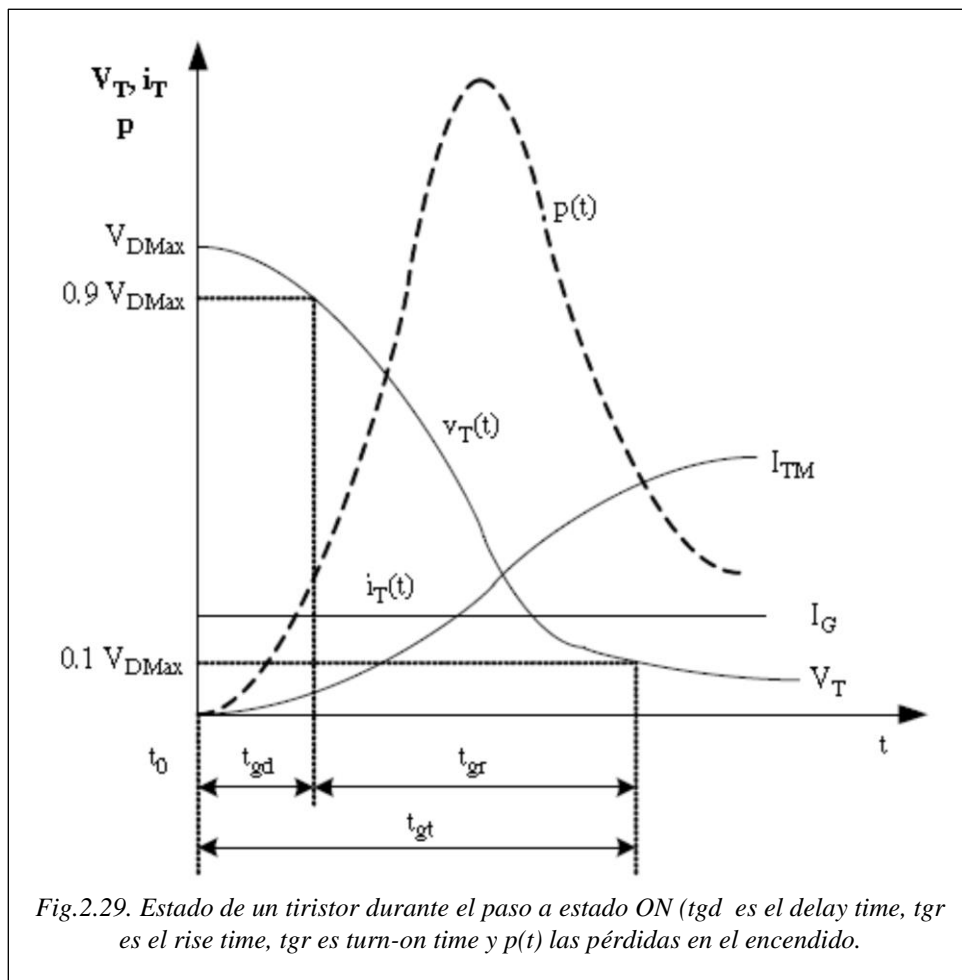
2.5.2.5.1 SCR silicon controler rectifier.

El SCR o Silicon Control Rectifier es un dispositivo triterminal (A o ánodo, C o cátodo y G o gate o puerta.). Su estructura interna es prácticamente similar al diodo de cuatro capas más que en este caso posee la entrada adicional (gate o puerta). A diferencia del diodo de cuatro capas, se puede “disparar” el dispositivo mediante la inyección de corriente a través de su puerta G, además a diferencia del diodo de cuatro capas este disparo se puede producir, aunque no se someta entre ánodo y cátodo a la V_{BO} que sería la tensión determinada de mantenimiento a través de la cual el diodo de cuatro capas entraría en conducción.



Las principales características de un dispositivo SRC son:

- **Tiempo de conducción (Turn-on Time).** Tiempo de duración mínima de la tensión de disparo para pasar el SCR de bloqueo a conducción. Este tiempo tiene dos componentes: $T_{ON}=t_d+t_r$, siendo t_d el tiempo de retraso (delay time) y t_r el tiempo de subida (rise time).
- **Tiempo de corte (Turn-off Time).** Tiempo que el SCR puede permanecer por debajo de las condiciones de mantenimiento.
- **Máxima corriente de conducción.** Máxima corriente eficaz que puede circular por el SCR durante el estado de conducción.
- **Velocidad crítica de elevación (dv/dt).** Variaciones muy rápidas de tensión entre el ánodo y cátodo en un SCR pueden originar un disparo indeseado. Para evitar este problema, la variación de tensión ánodo-cátodo no debe superar un valor conocido como velocidad crítica de elevación (dv/dt); si se supera este valor además de producir el disparo puede llegar a deteriorar el dispositivo. A veces transitorios en las líneas de alimentación pueden originar problemas de comportamiento del SCR al ser superado su velocidad crítica



Disparo de un tiristor

Existen cuatro maneras de poner a un tiristor en estado de conducción:

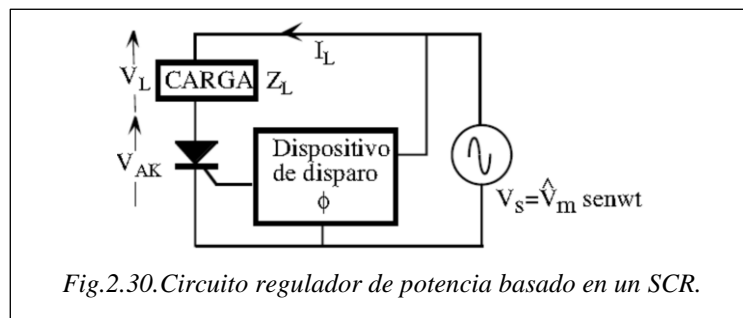
- Activación o disparo por puerta. El método más común para disparar un tiristor es la aplicación de una corriente en su puerta. Los niveles de tensión y corriente de disparo en la puerta deben tener un rango de valores comprendidos dentro de una zona de disparo de seguridad. Si se sobrepasa ese límite puede no dispararse el tiristor o puede deteriorarse el dispositivo;
- Activación o disparo por luz. Un haz luminoso dirigido hacia una de las uniones del tiristor provoca su disparo. Son los dispositivos conocidos como foto-SCR o LASCR y sus derivados (foto-TRIAC, opto-TRIAC, etc.)
- Activación por tensión de ruptura. Un aumento de la tensión ánodo-cátodo puede provocar fenómenos de ruptura que activa el tiristor. Esta tensión de ruptura directa (V_{BO}) solamente se utiliza como método para disparar los diodos de cuatro capas.
- Disparo por aumento de dv/dt . Un rápido aumento de la tensión directa de ánodo cátodo puede producir una corriente transitoria de puerta que active el tiristor. Generalmente se elimina este problema utilizando circuitos de protección basados en R, C o L también conocidos como snubbers.

Estado de corte en un tiristor.

La conmutación en corte es el proceso de poner en estado de corte al tiristor que puede realizarse de las siguientes maneras.

- Conmutación natural. Cuando la corriente del ánodo se reduce por debajo de un valor mínimo, llamado corriente de mantenimiento, el tiristor se corta. Sin embargo, hay que señalar que la corriente nominal de un tiristor es del orden de 100 veces la corriente de mantenimiento. Para reducir esa corriente es preciso abrir la línea, aumentando la impedancia de carga o derivando parte de la corriente de carga a un circuito paralelo, es decir, cortocircuitando el dispositivo.
- Corte por polarización inversa. Una tensión inversa ánodo-cátodo tenderá a interrumpir la corriente del ánodo. La tensión se invierte en un semiperiodo de un circuito de alterna, por lo que un tiristor conectado a la línea tendrá una tensión inversa en un semiperiodo y se cortará. Esto se llama conmutación por fase o conmutación de línea o conmutación natural.

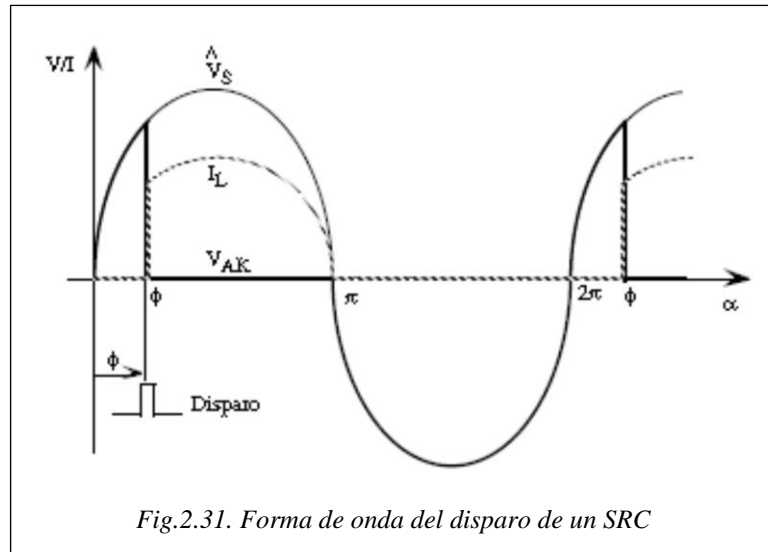
Regulación en potencia de un SCR



El circuito de disparo introduce un desfase ϕ respecto al inicio de la onda sinusoidal; a ϕ se le denomina ángulo de desfase o de disparo y a $\pi - \phi$ ángulo de conducción. En la figura 2.31 se representa las formas de onda del regulador de potencia. Se identifican tres zonas del funcionamiento del tiristor:

- 1) $0 \leq \alpha < \phi$. El SCR está bloqueado. En estas condiciones no circula ninguna corriente por la carga ($I_L=0$) y la $V_{AK} = V_m \sin \alpha$.
- 2) $\phi \leq \alpha < \pi$. En el instante $\alpha=\phi$ el circuito de disparo aplica un pulso que hace entrar el SCR a conducción. Aparece una corriente por la carga de valor $I_L = V_m \sin \alpha / Z_L$, si se desprecia la caída de tensión en el SCR ($V_{AK} \sim 0V$). En esas condiciones, $V_s = V_L + V_{AK} \cong V_s$.
- 3) $\pi \leq \alpha < 2\pi$. En el instante $\alpha=\pi$ el SCR conmuta a corte de forma natural. En el semiperiodo negativo el SCR se mantiene a corte porque la tensión del ánodo es inferior a la del cátodo. La corriente es nula ($I_L=0$) y la $V_{AK} = V_m \sin \alpha$.

La señal resultante con respecto a la señal de corriente alterna tras el disparo del tiristor se puede observar en la figura 2.31.

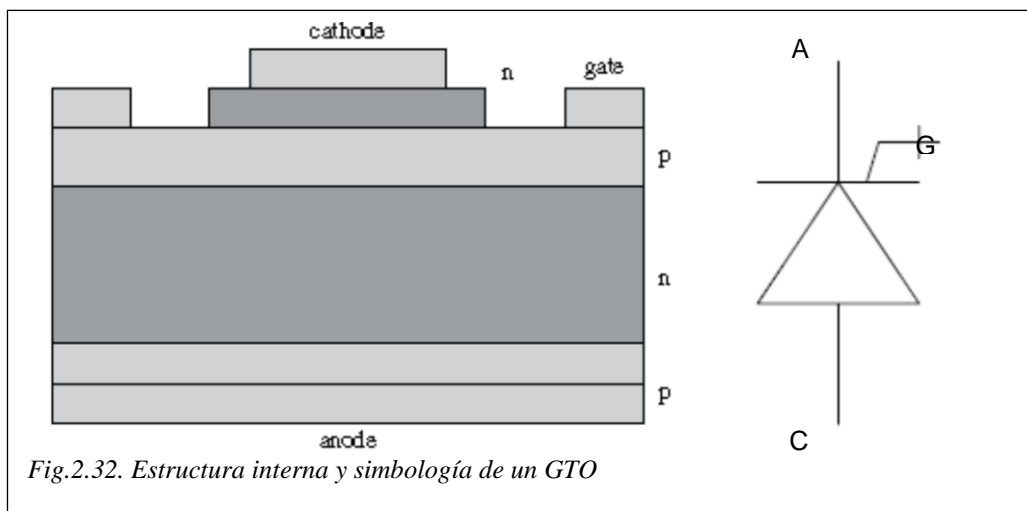


2.5.2.5.2 GTO Gate Turn-off Thyristor

Se trata de un tiristor triterminal al igual que el SRC, por lo tanto posee ánodo, cátodo y gate. La característica de este tipo de dispositivo es que se puede controlar tanto a la hora de entrar en conducción así como en el momento de la desconexión y pasar a corte. Para controlarlo, al igual que en el SCR se debe actuar sobre la puerta inyectando una corriente o generando un pulso. En este caso para dispararlo se debe aplicar un pulso negativo, y para desconectar no es necesario aplicar la conmutación natural o de línea si no que aplicando un pulso negativo el dispositivo pasará a el estado de corte.

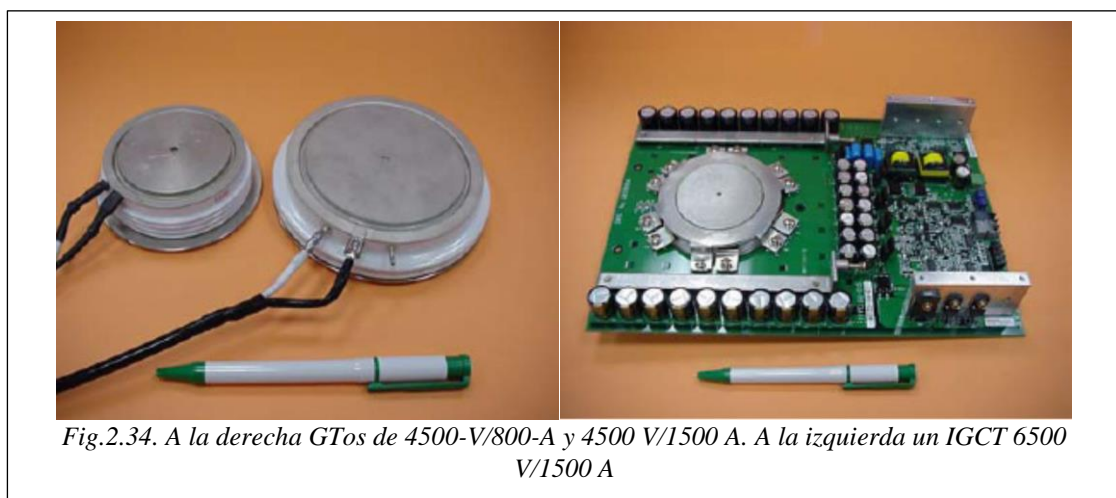
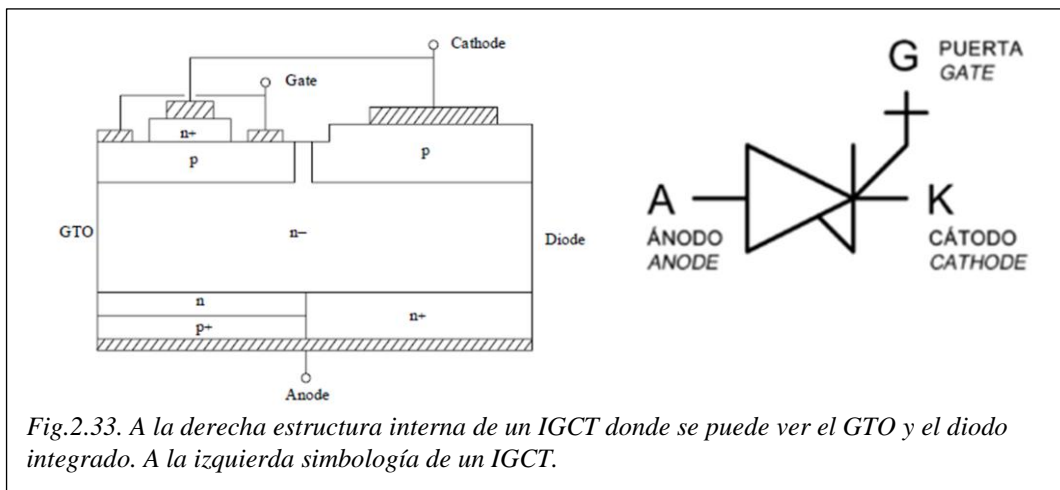
El GTO se emplea en HVDC dado su dominio de altas potencias cuyo control se realiza fácilmente mediante transistores bipolares. Los bajos requerimientos de potencia de su control facilitan la aplicación de técnicas de modulación de anchura de pulsos o PWM (pulse width modulation).

El problema de este dispositivo se encuentra en las Pérdidas de potencia en el disparo del dispositivo y el número de snubbers necesarios para proteger los dispositivos si lo comparamos con el SCR o con el IGCT.



2.5.2.5.3 IGCT Insulated Gate-Commutated Thyristor.

Se trata de la evolución de GTO y aparece como solución a la necesidad de reducir los snubbers que son necesarios para implementar un circuito empleando dispositivos GTO. La principal diferencia con los GTO reside en que los IGCT están montados directamente en una placa junto con el circuito de control el cual se encargará de inyectar la corriente en la puerta. De este modo el diodo flotante que se emplea conectado en antiparalelo con el circuito para evitar retornos de corrientes, está integrado en la misma placa, esto permite simplificar el diseño del convertidor en cuanto a espacio y dispositivos. Este dispositivo además presenta menores Pérdidas en la conmutación de las que presentaba el GTO y como se ha dicho antes puede operar sin el uso de snubbers al contrario que el GTO.



2.5.2.5.5 MTO: Mos Turn-off Thyristor.

La principal razón del uso y construcción del dispositivo MTO es disponer de un dispositivo con la misma capacidad en cuanto a potencia que el IGCT, mayor velocidad de paso a-off, menores pérdidas en la conmutación y un circuito sencillo de disparo.

Al disponer de un circuito de disparo más sencillo que el GTO o el IGCT aumenta la fiabilidad del dispositivo así como reduce el coste final del convertidor al necesitar de menos dispositivos auxiliares.

Para el disparo requiere de potencia así como un tiempo de turn-on del orden de las requeridas por un GTO pero sin embargo para el turn off requiere de menos tiempo y menor potencia que la requerida por el GTO o IGCT.

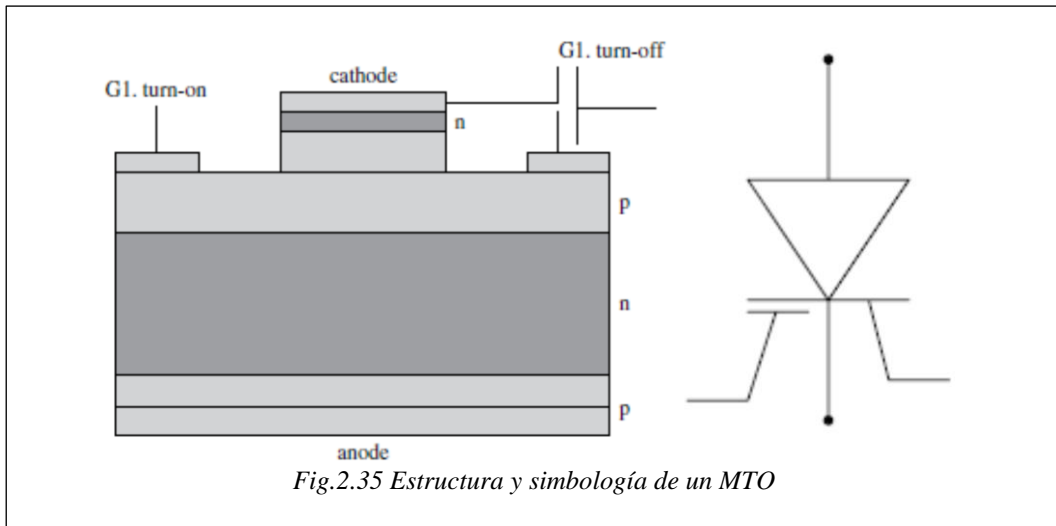


Fig.2.35 Estructura y simbología de un MTO

2.5.2.5.6 MCT MOS controlled Thyristor.

De nuevo el objetivo es conseguir un dispositivo con la misma capacidad en cuanto a potencia que el IGCT, mayor velocidad de paso a estado off, menores pérdidas en la conmutación y un circuito sencillo de disparo.

El MCT presenta tres capas de unión NPNP entre el ánodo y el cátodo. Su disparo se produce por un pulso negativo en la puerta y su paso a off se produce con un pulso positivo en la puerta. Su tiempo de paso a off es relativamente bajo, presenta bajas pérdidas en la conmutación y puede funcionar a altas potencias así como crear cadenas en paralelo para funcionar a altas corrientes. Quizá el inconveniente más notable es su que su zona de seguridad es bastante limitada y hace necesario el uso de snubbers para poder implementar un convertidor basado en MCT.

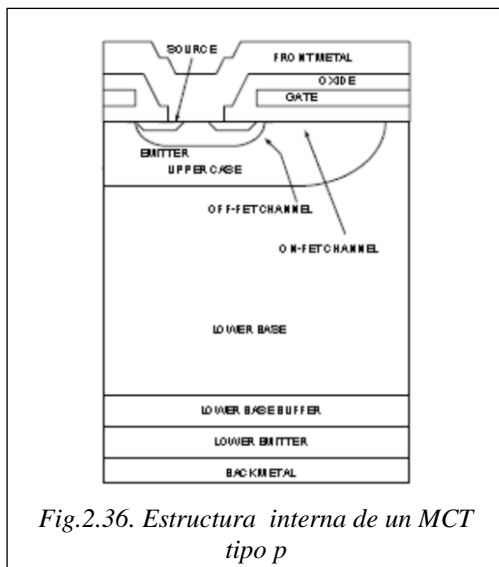


Fig.2.36. Estructura interna de un MCT tipo p

Existen dos tipos de MCT, p-MCT el cual contiene una capa dopada con elementos semiconductores tipo p y el n-MCT el cual contiene una capa dopada con elementos semiconductores tipo n.

Actualmente ese encuentra en desuso debido a la aparición de los IGBT lo cual supuso un abandono en la mejora de este dispositivo.

2.5.2.5.7 ETO Emitter turn-off Thyristor.

Básicamente consiste en la implementación de un dispositivo que aúne las cualidades del GTO y de la tecnología MOSFET. El resultado es el Emitter turn-off Thyristor el cual es un dispositivo que permite controlar mediante la puerta el paso a estado off, funciona a altas potencias y altas frecuencias. Además posee una amplia zona segura de trabajo lo que le permite funcionar sin necesidad de Snubber en el paso a estado off. Actualmente se fabrica de forma que el circuito de disparo está integrado en la misma placa reduciendo costes y más dispositivos para poder implementar un convertidor empleando ETOs. Las principales características del dispositivo son la capacidad de trabajar a altas potencias (6 kV y 4 kA) y altas frecuencias (500 kHz), alta velocidad de paso a off, puede trabajar en cadenas en paralelo y en serie y sin necesidad de snubber en el paso a estado off.



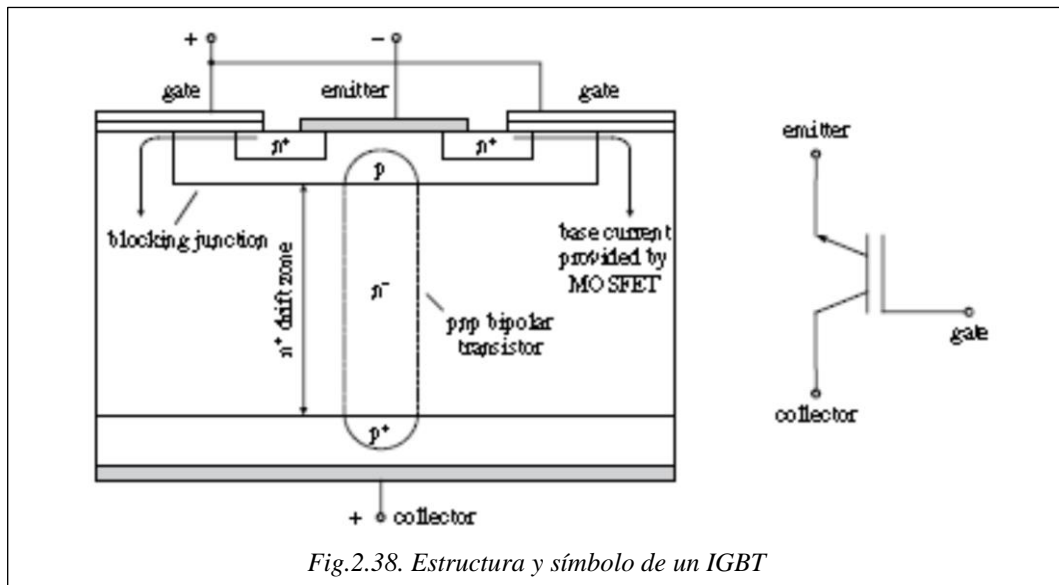
Fig.2.37. 4 kA y 5 kV ETO con circuito de disparo integrado.

2.5.2.6 Transistores: IGBT Insulated gate bipolar transistor.

El IGBT o *insulated gate bipolar transistor* es dispositivo triterminal puerta, emisor y colector- que reúne las características de los transistores bipolares y FET siendo capaz de controlar grandes potencias (1MVA) con tensiones de puerta relativamente bajas y frecuencias de conmutación elevadas, alta velocidad y baja tensión de saturación les hace idóneos para aplicaciones de control de grandes potencias.

Al incorporar la tecnología FET permite un control de la alta impedancia con un relativamente bajo pulso de tensión, cuando este pulso de tensión genera el canal necesario la corriente fluye a través de la base del transistor BJT produciendo así la polarización y con ello el paso a estado on del dispositivo.

El estado off lo alcanza en el momento en el que desaparece el pulso de tensión de la puerta, el BJT pasará a corte y el IGBT pasará a estado off.



Otra característica importante es que este dispositivo es capaz de un control lineal de la potencia a través de la puerta mediante el control de los pulsos, permitiendo así que no sea necesario el uso de reactancias para limitar la corriente como pasaba con los GTO.

Normalmente, en circuitos con una característica inductiva, no es necesario el uso de snubbers ya que el IGBT tiene una zona de trabajo bastante amplia y segura permitiendo de este modo implementar topologías de sistemas extremadamente sencillas. El precio que se ha de pagar por esta simplicidad es que en el silicio se disipa una mayor parte de las pérdidas del sistema, reduciendo de este modo la potencia máxima de conmutación debido a limitaciones térmicas.

Las pérdidas en conducción de los IGBTs son algo superiores comparadas con los GTOs e IGCTs. Como contrapartida, las pérdidas en el estado de bloqueo (desconectado) son inferiores. Por este motivo, la frecuencia óptima de conmutación de los IGBTs es superior a la de los GTOs e IGCTs con idénticas características nominales.

Una característica singular de todos los IGBTs es su capacidad para resistir cortocircuitos (paso de una corriente elevada y tensión elevada simultáneamente entre los terminales del dispositivo). En el caso de cortocircuito, la corriente que circula a través de los IGBTs sigue estando limitada a un nivel impuesto por el diseño del dispositivo, siendo posible desconectar de manera segura el cortocircuito antes de transcurridos 10 microsegundos manteniendo el control normal de la puerta y sin que el dispositivo sufra daños permanentes.

Normalmente en el mismo dispositivo también viene integrado un diodo conectado en antiparalelo para proteger de voltajes inversos

2.5.2.8 Características comunes en los dispositivos de conmutación.

Básicamente, los dispositivos anteriormente definidos tienen como objetivo funcionar como conmutadores o “interruptores de estado sólido”, dada su función, aparecen ciertas características a tener en cuenta comunes a estos dispositivos semiconductores, de las que se ha hablado previamente y que ahora se desarrollarán para dar una idea más aproximada.

La importancia de estas características radica en que se deben considerar como factor de influencia a la hora de entender o incluso diseñar convertidores adecuados a las características previstas de potencia voltaje y corriente así como la topología a usar, el tipo de conmutación y de disparo más optimizados.

2.5.2.8.1 Características dinámicas.

- **Pendiente de la tensión:** Es un parámetro característico de los dispositivos e indica la velocidad de subida o incremento máximo de tensión a la que se puede someter el dispositivo entre el ánodo y el cátodo sin que este se dispare.
- **Pendiente de corriente:** Es un parámetro característico de los dispositivos e indica la velocidad de subida o incremento máximo de corriente a la que se puede someter el dispositivo entre el ánodo y el cátodo sin que este sufra daños.

2.5.2.8.2 Frecuencia de conmutación.

Lo podemos definir como la velocidad máxima a la que un dispositivo puede dispararse. Cada dispositivo y modelo tiene su característica y también dependerá del tipo de configuración que se quiera implementar. Normalmente si el dispositivo se puede conectar y controlar directamente la frecuencia ronda 1 kHz sin embargo si la topología hace que sean necesarios snubbers puede ascender sobre los 2 kHz

2.5.2.8.3 Pérdidas en la conmutación.

Hay que considerar como una parte realmente importante las pérdidas que pueden llegar a generarse en la conversión, y que si llegan a una magnitud determinada, seguramente no sea viable económicamente.

La mayor parte de las pérdidas de energía se producen en los mismos dispositivos semiconductores, ya sea en el estado de conducción o por pérdidas debidas al cambio de estado de on a off. Además se debe tener en cuenta las pérdidas por transferencia de calor sumado a los dispositivos de refrigeración que suponen un aumento del coste.

Las pérdidas durante la conducción se deben a una caída de voltaje mientras que en el paso a on se produce una corriente inversa y durante el paso a off se produce una caída de tensión y por tanto de corriente. Si la conmutación se realiza por medio de PWM a altas frecuencias las pérdidas se incrementan.

2.5.2.8.4 Snubbers o supresores.

Se tratan de circuitos auxiliares empleados como apoyo a la conmutación de dispositivos de potencia. Su principal misión es proteger los elementos semiconductores del estrés al que son sometidos estos durante los procesos de paso a on y paso a off. Estos circuitos son capaces de limitar la tensión o la corriente durante regímenes transitorios que puedan dañar los dispositivos.

La función principal de los supresores es absorber la energía procedente de elementos reactivos en circuitos durante conmutación controlando parámetros tales como la evolución de la tensión o corriente en el interruptor, o bien limitando los valores máximos de tensión que ha de soportar. Se incrementa de esta forma la fiabilidad de los semiconductores al reducirse la degradación que sufren debido a los aumentos de potencia disipada y de la temperatura de la unión.

Centrándonos en los snubbers, éstos consiguen reducir el estrés eléctrico en los semiconductores durante el proceso de conmutación cuando trabajan en un convertidor electrónico, de varias formas:

- Limitando el pico máximo de tensión aplicado al interruptor durante el transitorio que aparece en el proceso de apagado. encendido apagado
- Limitando el pico máximo de corriente a través del interruptor durante proceso de encendido.
- Limitando la pendiente de la corriente (di/dt) que circula por el interruptor en el proceso de encendido.
- Limitando la pendiente de la tensión (dv/dt) en el interruptor durante el proceso de apagado.

Principalmente podemos clasificar los snubbers como:

Snubber de tensión RC

Consta de una resistencia y un condensador que serán colocados en paralelo con el dispositivo.

A pesar de su sencillez este circuito permite amortiguar las posibles resonancias parásitas y controlar la pendiente de la tensión en el semiconductor. En la figura 2.39 se muestra la red RC aplicada a un circuito genérico con un interruptor en conmutación. La incorporación de la red RC permitirá reducir las pérdidas en el paso a bloqueo. Si los valores de R y C se escogen adecuadamente las pérdidas en conmutación podrían verse reducidas hasta un 40 %, incluyendo las presentes en la resistencia R.

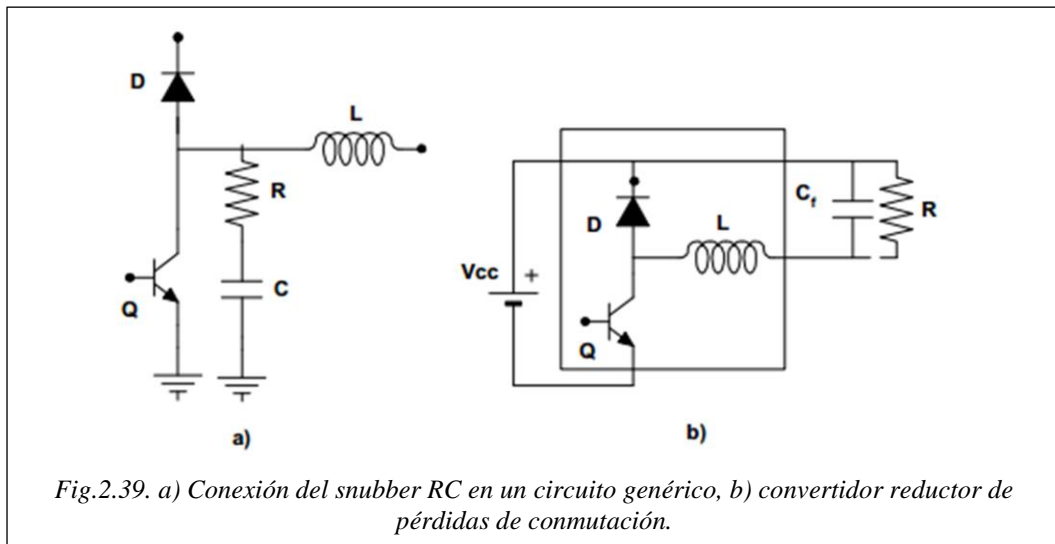


Fig.2.39. a) Conexión del snubber RC en un circuito genérico, b) convertidor reductor de pérdidas de conmutación.

Snubber de tensión RCD

Este tipo de circuitos encuentran un amplio campo de aplicación en la protección de interruptores, como es el caso de los transistores bipolares que se irán mostrando en la sucesiva figura. Podemos distinguir dos utilidades en los circuitos RCD (resistencia condensador y diodo). Sus funciones son el control de la pendiente de subida de la tensión en el interruptor durante el transitorio de apagado y el enclavamiento de la tensión en el interruptor.

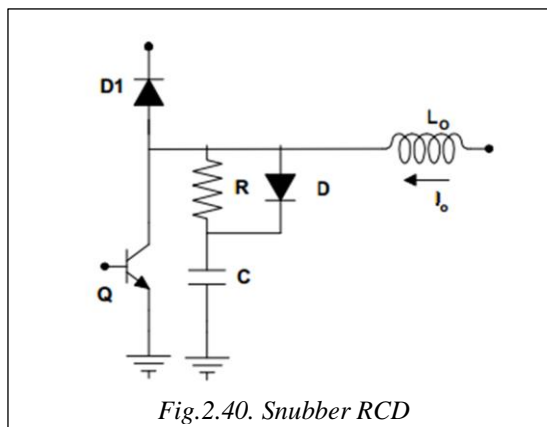
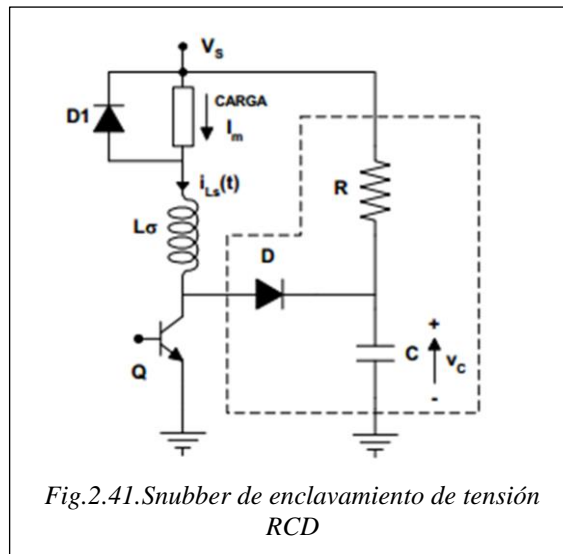


Fig.2.40. Snubber RCD

Snubber de enclavamiento de tensión RCD

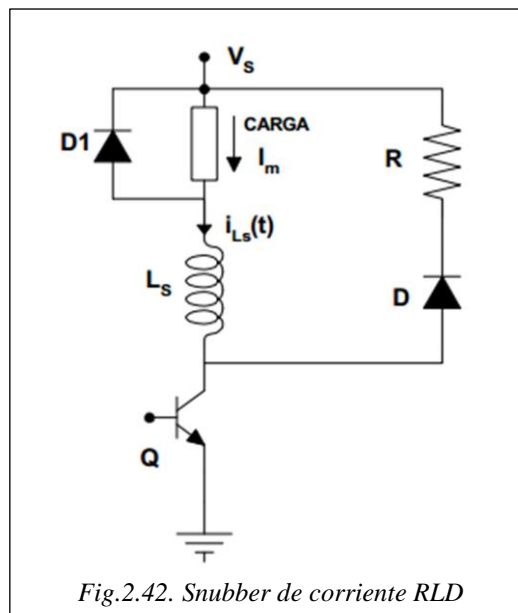
Las inductancias parásitas en serie con el interruptor pueden producir sobretensiones excesivas durante el apagado, provocando la destrucción del mismo. Para limitar estas sobretensiones podemos añadir al interruptor un snubber RCD con la disposición que se muestra en la figura:



Snubber de corriente RLD

Reduce las pérdidas de entrada en conducción en alta frecuencia, limitando también la presencia del pico de recuperación inversa del diodo

Aunque existe la alternativa de utilizar solamente una bobina y una resistencia para configurar un circuito de ayuda al encendido (LR), debido a su escasa utilidad en circuitos de potencia por las elevadas pérdidas que genera, estudiaremos el snubber RLD mostrado en la figura



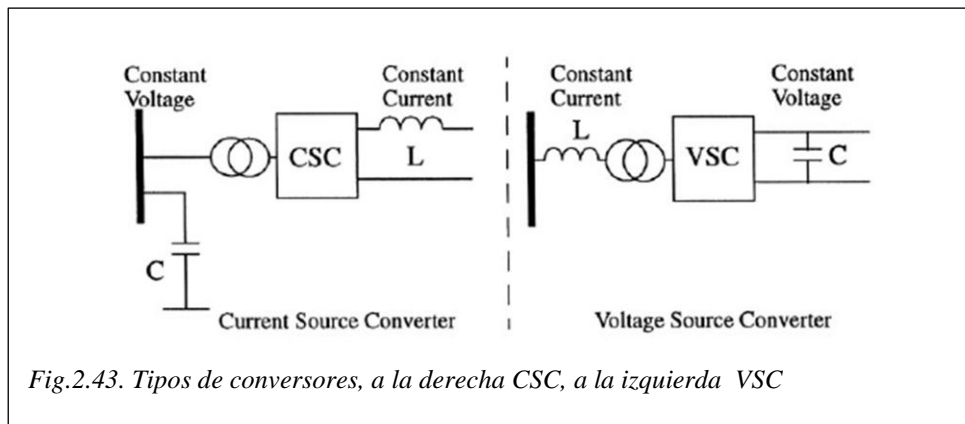
2.5.3 CONVERSORES EN FUNCIÓN DE SU CONFIGURACIÓN.

Como se ha dicho antes existen dos tipos de convertidores en función de la configuración estos son:

- VSC : Voltage source converters
- CSC : Current source converters

Entre el periodo de los años 50 hasta aproximadamente los años 90 la principal configuración empleada eran los convertidores CSC por medio de válvulas de vapor de mercurio. A partir de los 70 con la aparición de los semiconductores se comenzaron a usar los tiristores, quedando este como el principal dispositivo empleado.

Hasta aproximadamente los años 90 no fue económicamente emplear la alternativa al CSC, el VSC. Esta tecnología empezó a implementarse hasta que no aparecieron los dispositivos autocomutados de gran potencia como los IGBTs y los GTOs.

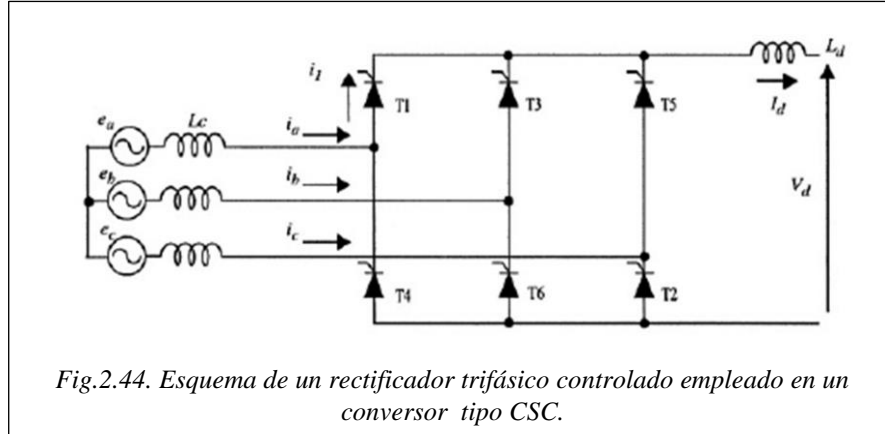


Actualmente conviven ambas tecnologías y cada uno es seleccionado en función de las características del proyecto. En la siguiente tabla se enuncian algunas de las características de cada uno.

	CSC	VSC
Lado de AC	<ul style="list-style-type: none"> Actúa como una fuente constante de voltaje Necesita de condensadores para hacer de acumulador de energía. Requiere de gran cantidad de filtros para eliminar armónicos. Requiere alimentación de energía reactiva para corregir el f.d.p 	<ul style="list-style-type: none"> Actúa como una fuente constante de corriente. Necesita de bobinas para hacer de acumulador de energía. Requiere de filtros para eliminar solo los armónicos más altos. No necesita alimentarse de energía reactiva y puede operar en cualquier cuadrante
Lado de DC	<ul style="list-style-type: none"> Actúa como una fuente constante de corriente. Necesita de bobinas para hacer de acumulador de energía. Necesita filtros 	<ul style="list-style-type: none"> Actúa como una fuente constante de tensión. Necesita de condensadores para hacer de acumulador de energía. No necesita filtros gracias al condensador
Interruptores y conmutación	<ul style="list-style-type: none"> LCC o FCC Conmutación a frecuencia de red.(única pulsación por ciclo) Bajas pérdidas al conmutar 	<ul style="list-style-type: none"> Auto conmutado Conmutación a altas frecuencia (múltiple pulsos por ciclo). Altas pérdidas al conmutar
Rango de trabajo.	<ul style="list-style-type: none"> 0-550 MW por convertidor. $V_n \geq 600kV$ 	<ul style="list-style-type: none"> 0-550 MW por convertidor. $V_n \geq 100kV$

2.5.4 CURRENT SOURCE CONVERTERS.

Está basado directamente en el rectificador trifásico controlado de seis pulsos, el cual conectaríamos un transformador trifásico a su entrada (lado de AC) y en el lado de DC se conectaría una bobina tal y como se representa en el siguiente esquema.



Para facilitar la comprensión del sistema vamos a asumir lo siguiente:

- La corriente I_d es constante.
- Los tiristores funcionan como interruptores ideales (no hay pérdidas ni otros problemas derivados de estos dispositivos)
- El sistema trifásico se considera ideal.

Si nos fijamos en el esquema, debemos tener en cuenta la inductancia aguas arriba del conversor, que representa tanto la inductancia de la línea como de los generadores como la del transformador conversor.

Esta inductancia (L_c) va a producir que la conmutación entre un tiristor y el siguiente no sea instantánea. Si consideramos que la conmutación de un tiristor a otro no es instantánea se hace necesario un periodo de superposición en el que estén conmutándose varios tiristores (normalmente de tres o cuatro tiristores a la vez) en un determinado intervalo. Este tiempo de desfase o de superposición se conoce como ángulo de superposición (o intervalo de conmutación) y se suele representar por μ y suele estar por debajo de los 60 grados. Suponiendo un valor típico de la impedancia de un transformador entre un 13% a un 18% podemos decir que el ángulo μ suele tener un valor en el rango de entre los 20-25 grados.

Para analizar correctamente primero analizaremos el funcionamiento sin tener en cuenta la reactancia del generador y luego con la reactancia del generador.

2.5.4.1 Análisis sin reactancia del generador.

Lo primero que debemos tener en cuenta es que el disparo se va a realizar por medio de un ángulo de disparo de $\alpha = 60^\circ$

Suponemos las fuerzas electromotrices de cada fase:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_a = V_R \cdot \cos(\omega t + 60) \\ E_b = V_S \cdot \cos(\omega t - 60) \\ E_c = V_T \cdot \cos(\omega t - 180) \end{array} \right\}$$

Si calculamos las tensiones de fase:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ab} = \sqrt{3} \cdot V_R \cdot \cos(\omega t + 30) \\ V_{bc} = \sqrt{3} \cdot V_R \cdot \cos(\omega t) \\ V_{ca} = \sqrt{3} \cdot V_S \cdot \cos(\omega t + 150) \end{array} \right\}$$

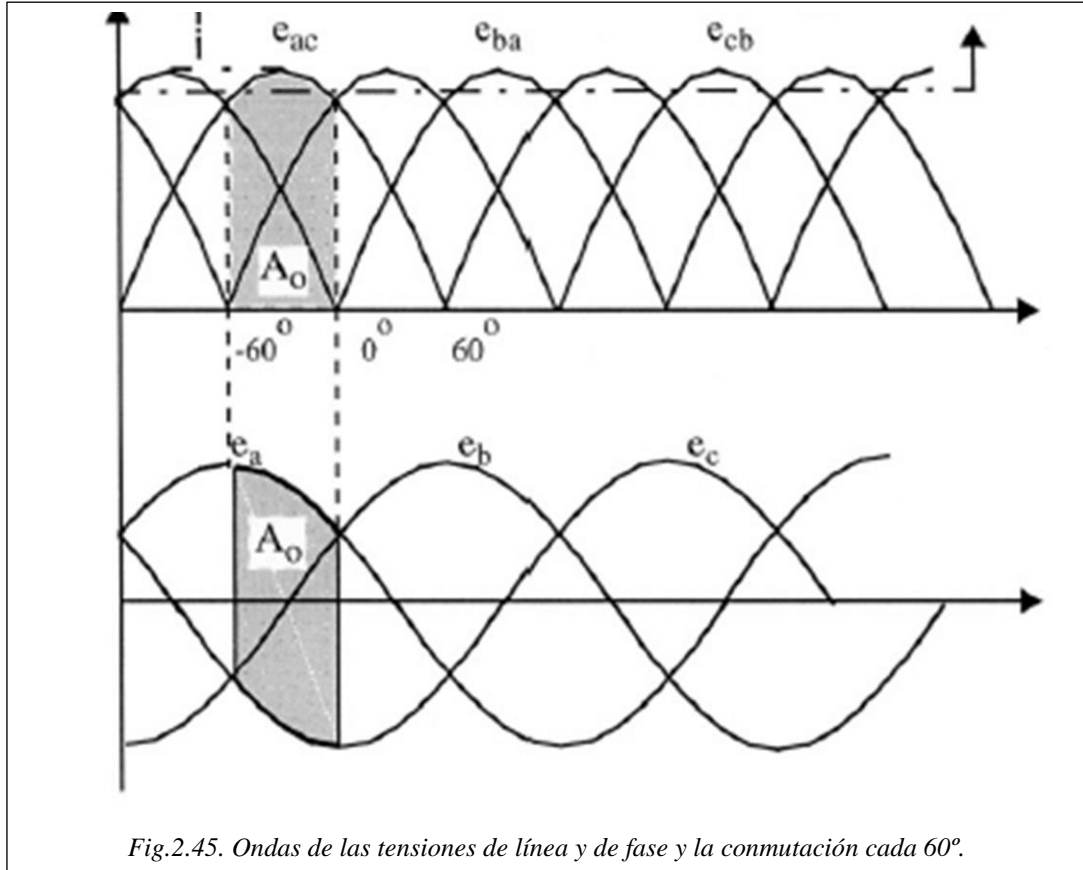


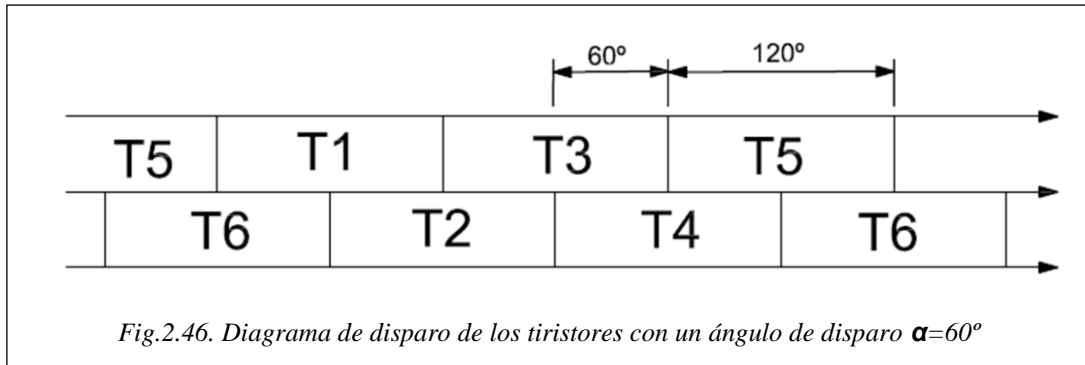
Fig.2.45. Ondas de las tensiones de línea y de fase y la conmutación cada 60°.

El voltaje en corriente continua a la salida del rectificador, será la diferencia entre las tensiones de línea y de fase. En la gráfica (figura 2.45) está sombreada el área A_O el cual representa la tensión media durante el disparo de los tiristores con un ángulo de 60°.

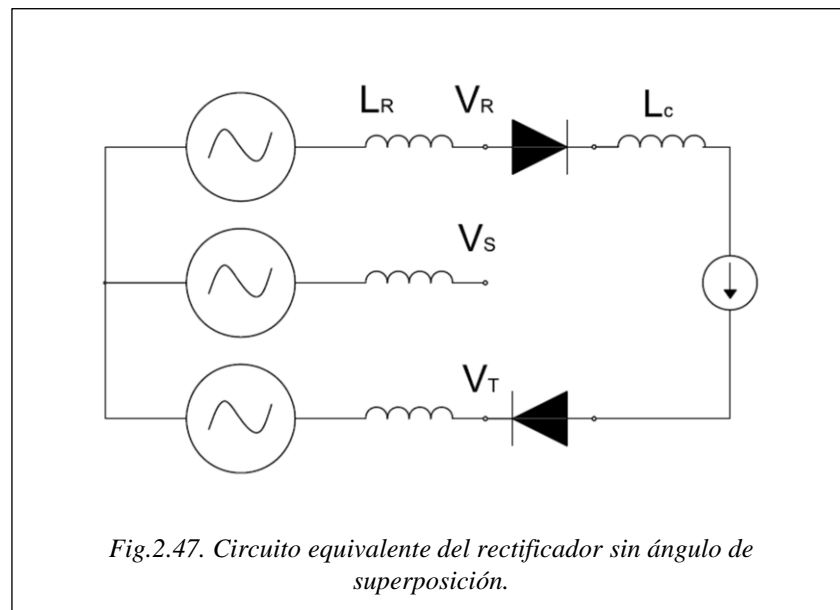
La tensión de salida será:

$$V_d = \frac{\pi}{3} \int_{-60}^0 V_{ab} d\theta = \frac{\pi}{3} \int_{-60}^0 V_R \cdot \cos(\omega t + 30) d\theta$$

Veamos que en este caso al no tener en cuenta la reactancia del generador y realizando el disparo en un periodo de 60° , solo tendremos dos tiristores activados en cada ciclo de disparo. El proceso de conmutación de los tiristores se puede apreciar en la siguiente figura en la que se muestran los distintos tiristores (Figura 2.46).



Si observamos el diagrama de la figura 22 podemos ver que cada instante pueden estar conmutados dos tiristores a la vez, por lo tanto si consideramos un circuito equivalente en un instante podríamos describirlo como en la figura 2.47:



Si nos fijamos, la parte de continua se ha colocado una fuente de corriente, y que si recordamos se consideraba que el sistema CSC funcionaba como una fuente de corriente constante en el lado de DC, esta corriente la llamaremos I_d y estará recorriendo la inductancia L_c . Antes hemos calculado el valor medio de la tensión de salida V_d que será el valor medio de la tensión en el lado de DC. Por lo tanto si relacionamos estas magnitudes las cuales conocemos podemos hallar la potencia que no será más que la potencia en corriente continua.

$$P_d = V_d \cdot I_d$$

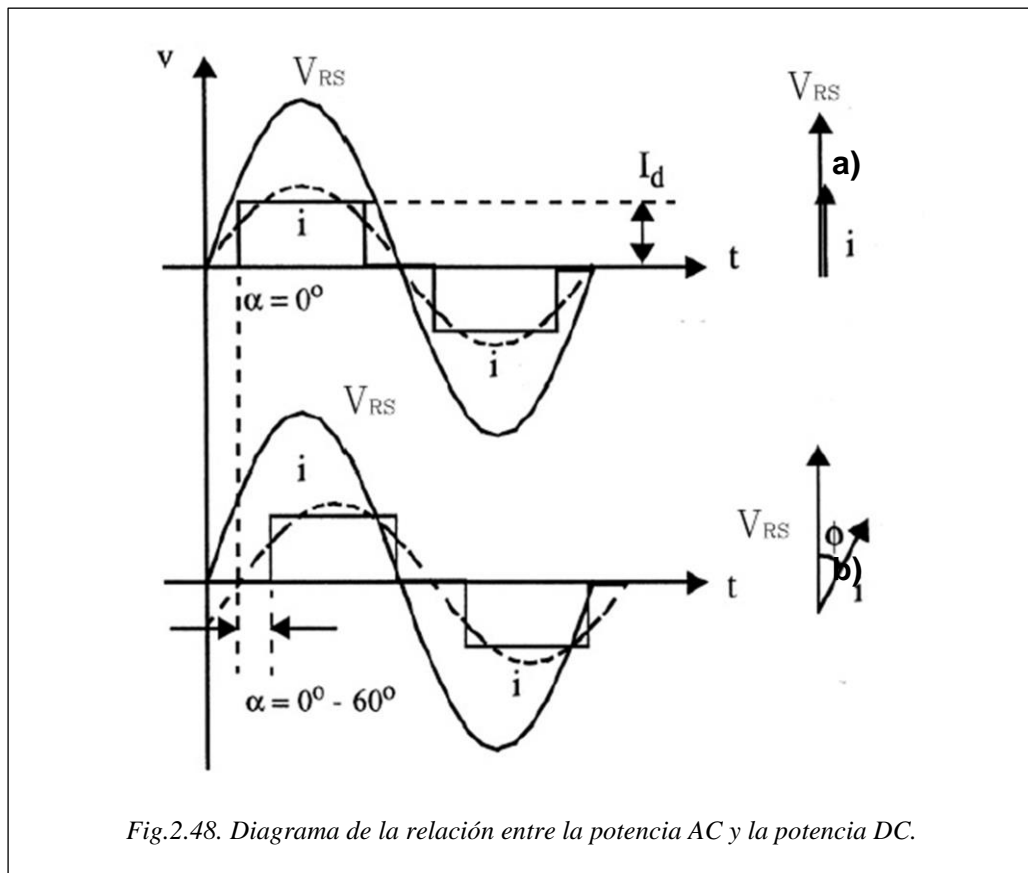
Ahora bien si tenemos en cuenta el valor de V_d :

$$P_d = V_d \cdot I_d = I_d \cdot \frac{\pi}{3} \int_{-60}^0 V_R \cdot \cos(\omega t + 30) d\theta$$

Que resolviendo y simplificando podemos expresar:

$$P_d = V_d \cdot I_d = 3 \cdot V_{RS} \cdot I_d \cdot \cos \varphi$$

Por tanto podemos definir la potencia como el producto de tres veces la tensión de línea por la corriente que circula por el coseno del ángulo que forman la tensión de línea con la corriente de línea.



Como es apreciable en la gráfica a) la tensión de línea y la corriente de línea están en fase es decir el coseno del ángulo resultante es 1 por lo que si aplicamos la ecuación para hallar la potencia veremos que la potencia es máxima.

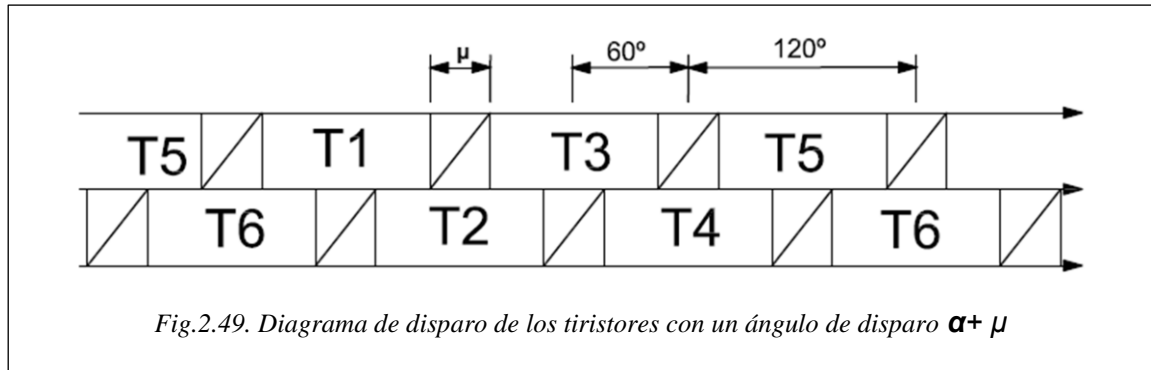
Ahora bien, en la gráfica b) veremos que el ángulo entre tensión y corriente de línea no es cero si no mayor a cero. Esto va a producir que la potencia de salida sea menor que si estuvieran en fase. En el caso de la gráfica b) se representa lo que ocurre cuando la inductancia del generador se tiene en cuenta y produce un pequeño retraso. En la gráfica a) al aplicar un ángulo de disparo $\alpha=60^\circ$, como se explica en el anterior párrafo, no hay problema de pérdida de potencia. Sin embargo en el segundo caso (b)) al estar presente la reactancia L_c se produce un retraso el cual, afecta al tiempo de conmutación, anteriormente se ha hablado de este periodo de superposición cuando se conmutan más de dos tiristores a la vez, lo que produce una caída en la tensión de salida en DC y una pérdida en cuanto a potencia.

2.5.4.2 Análisis teniendo en cuenta el periodo de superposición.

La primera suposición que vamos a hacer es que el periodo de superposición va a ser menor o igual a 60° . Por lo tanto, tres tiristores podrán estar activados a la vez.

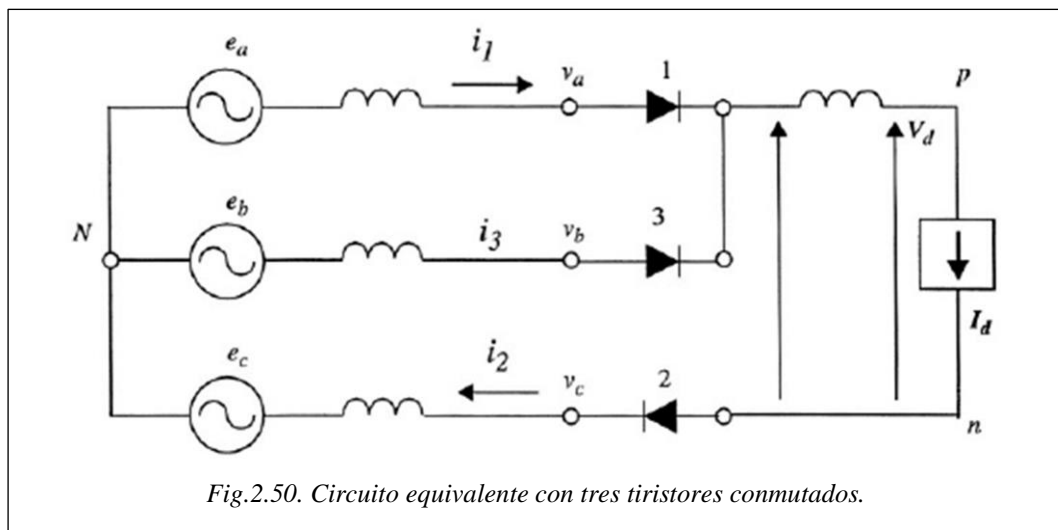
En la Figura 2.49 se muestra un rectificador en puente trifásico controlado, con una inductancia de dispersión L_c y una carga inductiva. Esta reactancia L_c se debe a reactancias propias del transformador y de la red de corriente alterna.

Cuando cambie la polaridad de la onda senoidal que recorre la primera válvula, la corriente del mismo no podrá cambiar instantáneamente y deberá ser transferida gradualmente de un par de tiristores al otro en un intervalo de conmutación μ . Es decir en este intervalo de conmutación μ existirán tres tiristores activados como se puede ver en el siguiente diagrama.



Como se puede ver, por ejemplo, mientras dura μ se encuentran activados T5, T6 como es normal además de T1. Si lo aplicamos a T1 como tiristor activado inicialmente observamos que T2 también está activado y debido al periodo de superposición T3 también se encuentra en estado "ON".

Mientras este intervalo dura y basándonos en el ejemplo anterior, si T1 es el tiristor inicialmente conmutado, T2 y T3 también lo están. Por lo tanto se está produciendo una transferencia de corriente continua desde la válvula 1 (T1) hacia T3. Es decir existe un cortocircuito entre T1 y T3. Si representamos el circuito equivalente:



Ahora si analizamos en cada instante lo que ocurre:

- En el inicio del intervalo con $\omega t = \alpha$;
 - $I_d = I_1$
 - $I_3 = 0$
- Al final del intervalo con $\omega t = \alpha + \mu$;
 - $I_d = I_3$
 - $I_1 = 0$

Las corrientes en el nudo n serán:

$$I_d = I_1 + I_3$$

Si derivamos en función del tiempo la expresión anterior obtenemos:

$$\frac{di_1}{dt} + \frac{di_3}{dt} = 0$$

Si calculamos la tensión en el nudo:

$$V_{nudo} = V_R - V_S = L_c \cdot \left(\frac{di_1}{dt} - \frac{di_3}{dt} \right) = \sqrt{3} \cdot V_{RS} \sin(\omega t)$$

Teniendo las ecuaciones anteriores en cuenta podemos establecer que:

$$2 \cdot L_c \cdot \frac{di_3}{dt} = \sqrt{3} \cdot V_{RS} \sin(\omega t)$$

Si integramos la expresión anterior:

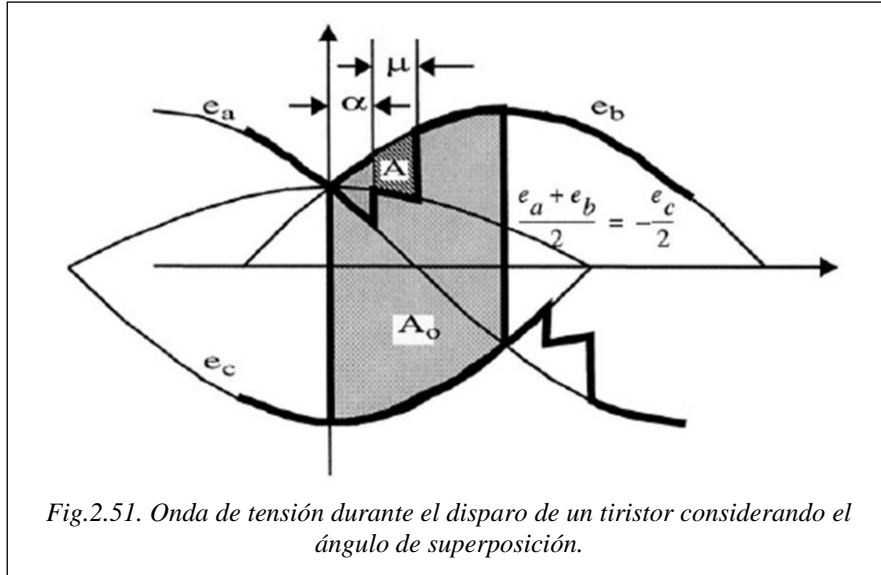
$$I_3 = \sqrt{3} \cdot \frac{V_{RS}}{2 \cdot L_c \cdot \omega \cdot (\cos \alpha - \cos \omega t)}$$

Esta ecuación revela que la corriente I_3 tiene tanto una componente en alterna como una componente en corriente continua. La componente de Ac hace que se retrase 90° la conmutación dado el carácter inductivo del lazo. Por otro lado la componente en corriente continua depende directamente del coseno del ángulo de disparo α .

Ahora bien, la ecuación de la corriente I_3 anteriormente explicada es válida para cualquier instante del intervalo de conmutación, y como antes hemos dicho al final del intervalo se cumple que; $\omega t = \alpha + \mu$ y la corriente $I_3 = I_d$ mientras que $I_1 = 0$, por lo que, al final del intervalo de conmutación tendremos que el valor de la corriente I_d es;

$$I_d = \sqrt{3} \cdot \frac{V_{RS}}{2 \cdot L_c \cdot \omega \cdot (\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu))}$$

Nuestro interés reside en hallar la tensión media de salida que al igual que en el apartado anterior el voltaje en corriente continua a la salida del rectificador será la diferencia entre las tensiones de línea y de fase, el problema viene de que esta vez hay tres válvulas en conmutación, por lo que hay que tener en cuenta el voltaje del tercer tiristor.



En la gráfica (figura 2.51) está sombreada el área A_0 el cual representa el voltaje medio durante el disparo de los tiristores. Sin embargo si nos fijamos hay una área marcada "A" la cual representa una caída de tensión mientras dura el intervalo de conmutación. Esta caída de tensión se debe a que como los voltajes de fase son los mismos en las tres fases y dos de estas fases se encuentran en cortocircuito la tensión de línea de este cortocircuito resulta ser cero, además a todo esto debemos unir que al cortocircuitarse ambas impedancias L_c se quedan en paralelo por lo que actúan como un divisor de tensión.

Esta "caída de tensión media" se puede calcular como;

$$A = \int_{\alpha}^{\alpha+\mu} \left(E_b - \frac{E_a + E_c}{2} \right) d\theta$$

$$A = 0.866 \cdot V \cdot (\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu))$$

Por tanto la caída de tensión será;

$$\Delta V = \frac{\pi}{3} \cdot A = \frac{\pi}{3} \cdot 0.866 \cdot V \cdot (\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu))$$

La tensión de salida será:

$$V_d = \frac{\pi}{3} \int_{\alpha}^{\alpha+\mu} V_{ab} d\theta - \Delta V$$

Por lo tanto se hace patente que se produce una pequeña caída de tensión la salida del rectificador producida por el solape (overlap angle u) el cual se produce por la reactancia de dispersión (leakage reactors) de cada fase que puede obtenerse como:

$$P_d = V_d \cdot I_d$$

Como ha quedado patente que V_d es menor que en caso anterior podemos decir que se produce una pérdida de potencia.

Por otro lado podemos definir otro parámetro que no será útil, este es la tasa de intercambio de energía reactiva y viene dada por;

$$d_{xN} = 0.5 \cdot u_k$$

Siendo u_k la tensión de cortocircuito del transformador.

2.5.4.3 El convertor de doce pulsos.

Anteriormente se ha explicado el funcionamiento de un convertor de seis pulsos el cual se conecta la salida del transformador. Hemos visto que el ángulo de superposición (*overlap angle*) genera una caída de tensión en la onda rectificada y como veremos más adelante genera determinados armónicos. El objetivo del convertor de doce pulsos es el de mejorar tanto el rizado de la señal de salida como los armónicos.

La idea es aumentar el número de pulsos al doble por lo tanto necesitaremos dos grupos de seis pulsos, Ahora bien también necesitaremos desfazar cada grupo para que las señales alternas no coincidan así como procurar que las tensiones sean distintas para que a la hora de conmutar tengamos otro nivel de corriente.

La solución es por tanto colocar dos convertidores de seis pulsos uno en serie con el otro y cada uno conectado al secundario del transformador estando sus devanados del secundario uno conectado en triángulo y otro conectado en estrella con lo que generaremos un desfase de 30° así como distintos valores de tensión en cada uno.

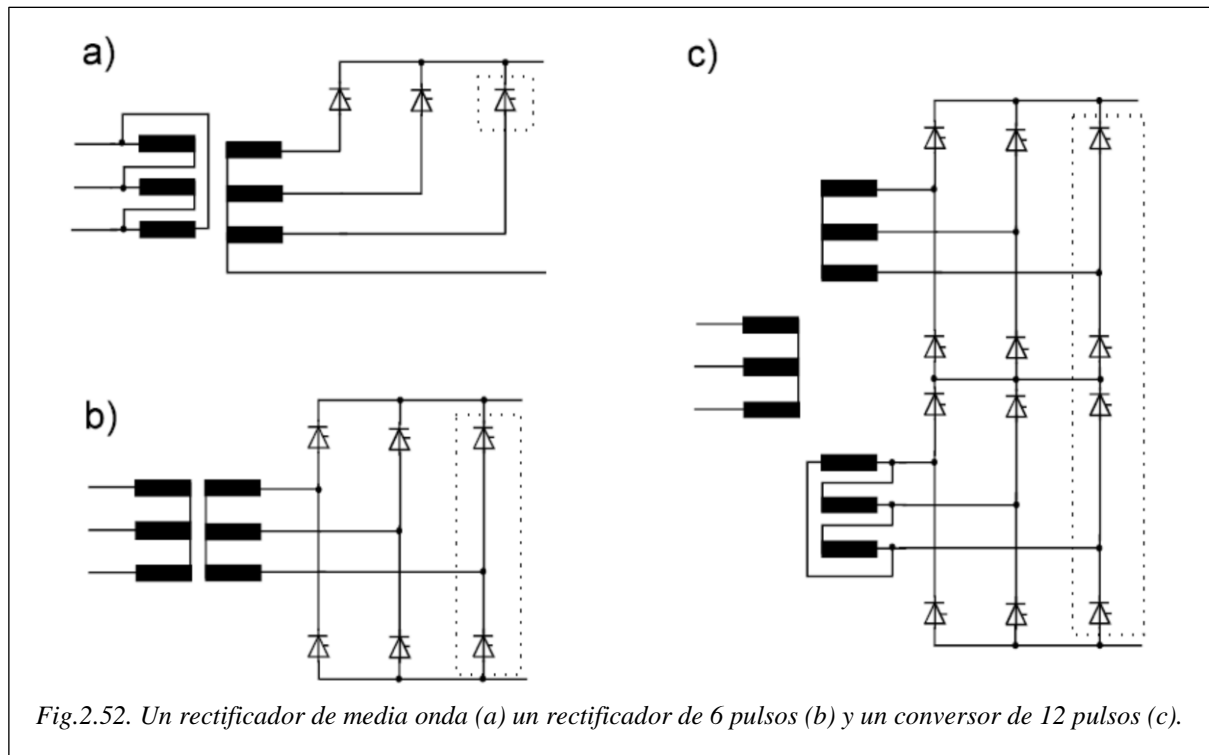
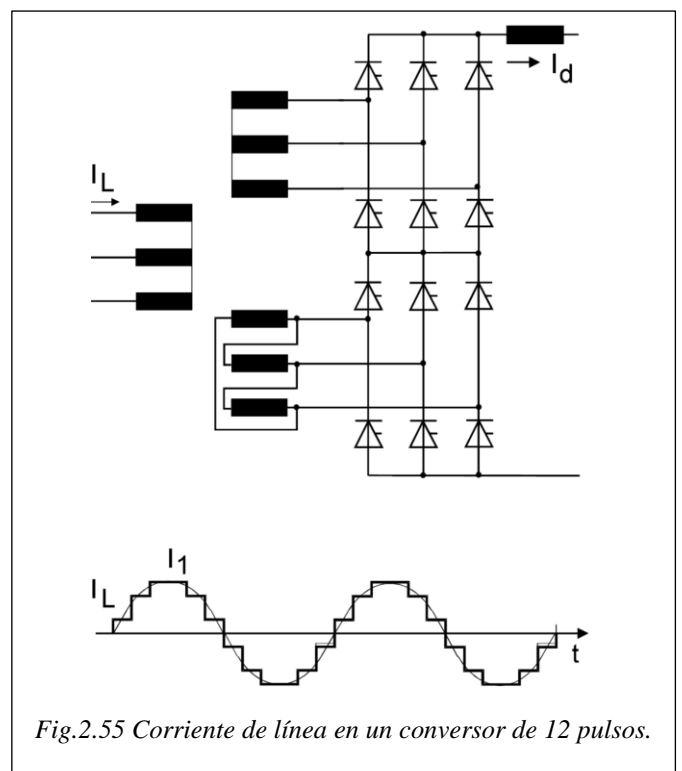
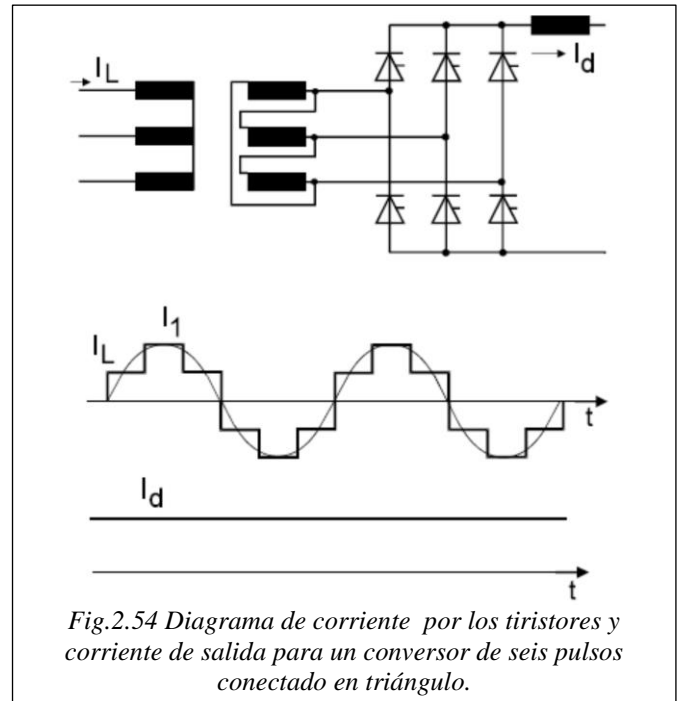
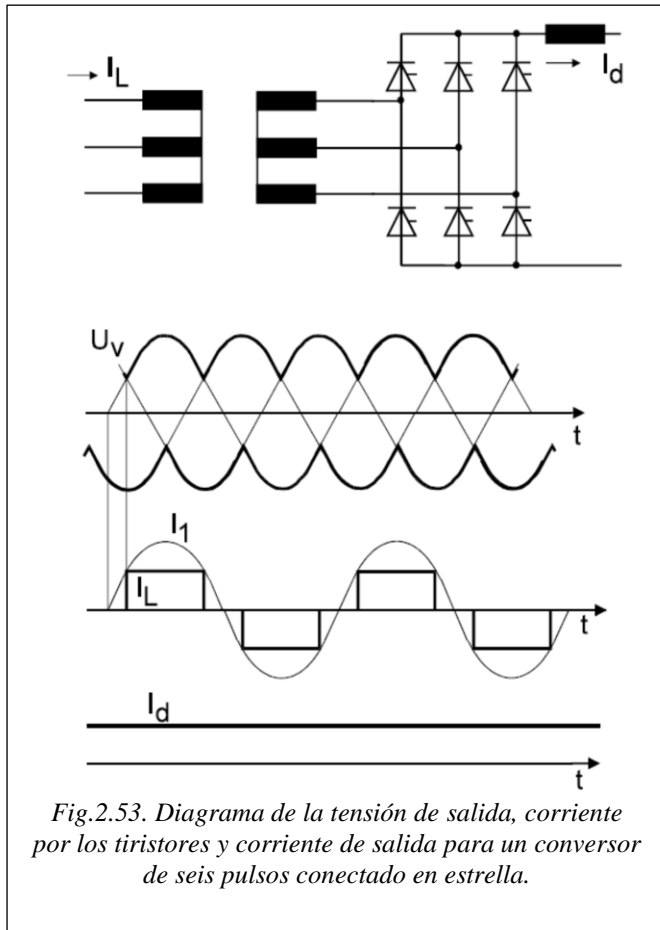


Fig.2.52. Un rectificador de media onda (a) un rectificador de 6 pulsos (b) y un convertor de 12 pulsos (c).

Entre las ventajas que presenta el rectificador de 12 pulsos con respecto al convertidor de 6 pulsos tenemos:

- Tiene un total de 12 transiciones para cada periodo del generador de alterna, dado que se produce una transición entre los tiristores en conducción cada 30° .
- La salida presenta frecuencias armónicas que son múltiplos de 12 veces la frecuencia del generador ($12k$, $k = 1, 2, 3 \dots$) como se explicará posteriormente.
- El filtrado necesario para generar una salida de corriente continua, relativamente pura, es menos costoso que el necesario para el rectificador de 6 pulsos.



2.5.5 VOLTAGE SOURCE CONVERTERS.

Como antes se ha dicho se consigue realizar en los 90 con la aparición de los IGBT de alta potencia y altos voltajes, permite mucha más flexibilidad que los convertidores basados en CSC pero con el coste de tener menos potencia.

A diferencia del CSC que utilizaba los pasos por cero para conmutar los tiristores, el VSC utiliza PWM para conmutar. Esto va a permitir que, a la salida del inversor tengamos una onda de corriente alterna casi pura, ya que podemos conmutar muchas veces por ciclo al contrario de lo que ocurría en los CSC.

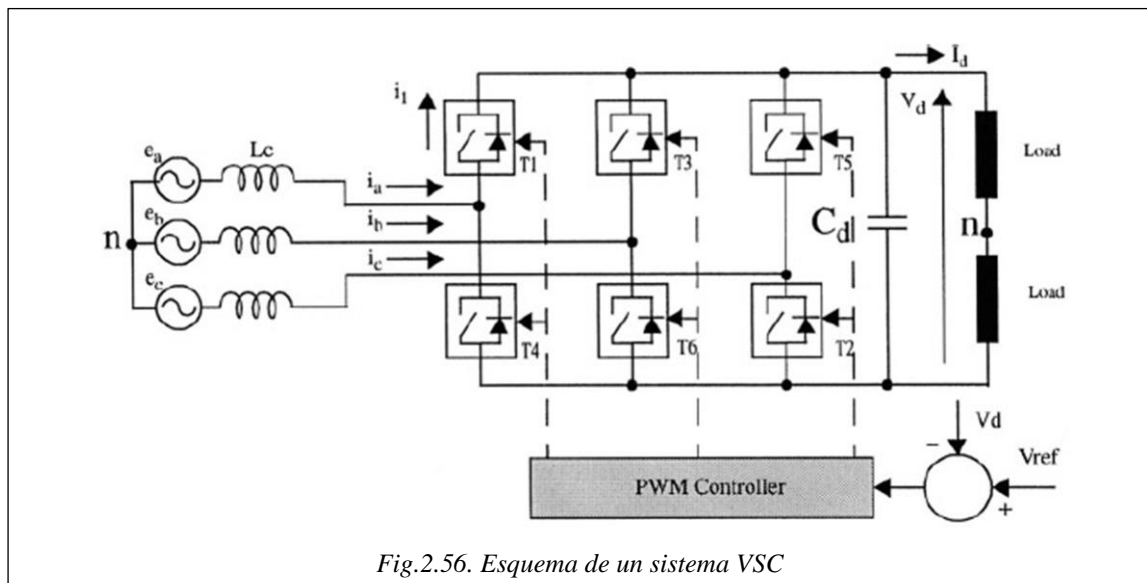
Algunas de los beneficios de esta tecnología frente al CSC son:

- Los convertidores VSC permiten un control rápido de la energía activa y por tanto reactiva.
- La calidad de la señal de salida y por tanto de la transferencia en general es mucho mayor al parecerse más a una onda senoidal pura.
- Más flexible a la hora de interconectar redes asíncronas, aisladas o débiles.

Un convertidor VSC opera con interruptores auto-conmutados como IGBTs o GTOs, los cuales permiten pasar del estado ON al estado OFF a voluntad. Para conmutarlos se utiliza la conmutación forzada por medio de PWM (Pulse Width Modulation), esto permite controlar las conmutaciones por ciclo permitiendo encender o apagar el dispositivo varias veces por cada ciclo. Al poder controlar las conmutaciones podemos hacer que a la salida del inversor la onda de salida sea más cercana a una onda sinusoidal. Además como podemos controlar los ángulos de disparo así como cuanto dispararlo podemos ejercer un control sobre la energía reactiva y activa que se va a entregar a la salida del inversor.

Otra de las propiedades de los convertidores VSC es que permiten trabajar de forma inversa y esto es, que pueden conducir la potencia de forma bilateral y por eso son empleadas como enlace entre redes de AC asíncronas.

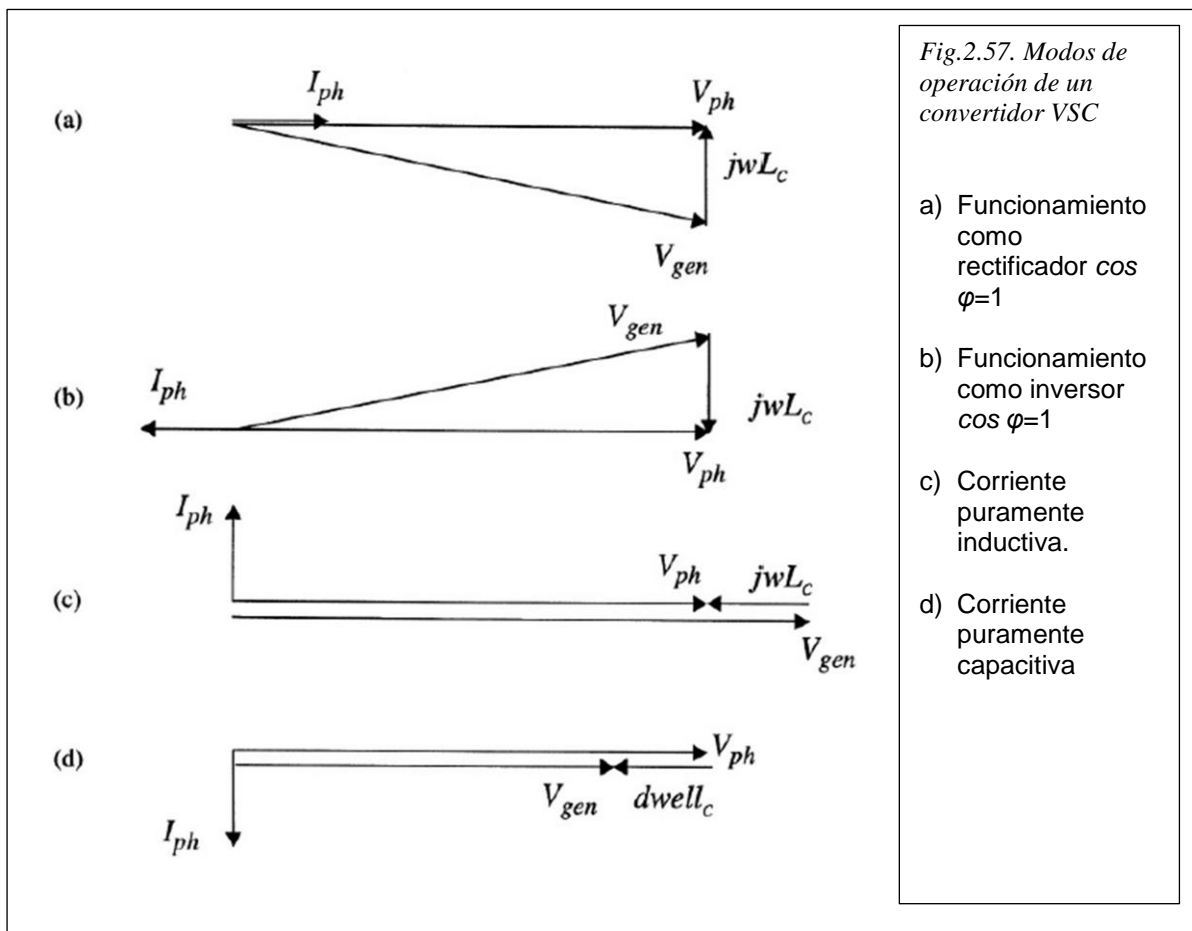
A continuación se muestra un esquema de un modelo de sistema VSC.



Si observamos atentamente el circuito podemos ver que este sistema necesita de un condensador en el lado de continua. Este condensador permite hacer lectura de la tensión de corriente continua la cual, se compara con una referencia y en función de los requisitos se envía una señal de control al controlador de PWM. En este caso se está controlando la tensión en del condensador pero existen otros métodos de control de la tensión como controlar la corriente de la parte de AC o controlar los voltajes de AC.

Cuando la corriente I_d es positiva el convertidor funciona como rectificador y el condensador está descargado la corriente alimenta las cargas y el sistema de control hace que se disparen los dispositivos de forma que la energía fluya desde la red de AC a la de DC. En caso contrario si la corriente I_d es negativa el convertidor actúa como un inversor, el condensador estará cargado y el control se realiza para que la potencia vaya desde la parte de continua hacia la red de corriente alterna.

El control del factor de potencia viene dado al controlar las conmutaciones. Para controlar las conmutaciones es necesario controlar los pulsos PWM. La frecuencia que se emplea en el PWM es la misma que la de la red de corriente alterna, se varía tanto la amplitud como el desfase con respecto a las tensiones de la red para conseguir las conmutaciones en el momento correcto y controlar por tanto la potencia. En el siguiente se muestran los distintos modos en los que puede trabajar. V_{gen} representa la tensión generada, V_{ph} coincide en amplitud y fase con la corriente de la red y la V_{gen}



2.5.5.1 Aplicaciones del sistema VSC.

Como hemos visto las particularidades de estos sistemas implica poder transferir potencia en las dos direcciones independientemente de donde este la fuente activa. Además al emplear dispositivos auto-conmutados es posible controlar el f.d.p en función de las necesidades de la red. A todo esto hay que sumar la rapidez con la que es capaz de ejecutar las operaciones anteriormente mencionadas.

Las aplicaciones más destacadas de los convertidores VSC son;

1. Alimentación de áreas aisladas que demanden mucha potencia a grandes distancias y no dispongan de fuentes de generación, donde harían falta compensadores asíncronos muy caros. Aquí el inversor trabajaría controlando la frecuencia y el voltaje.
2. La interconexión de dos redes síncronas o asíncronas entre sí, la facilidad de controlar las frecuencias y el f.d.p hace perfecto este sistema además de la capacidad de hacer reversible el sistema y entregar potencia de forma bilateral.
3. Conexiones entre centrales eólicas instaladas a gran distancia de las subestaciones, donde la frecuencia de la generación de cada generador no es problemática gracias a poder controlar la frecuencia de salida de forma independiente.
4. Conectar generadores o motores directamente a otros enlaces en corriente continua, ya que abarataría los costes emplear este sistema evitando tener que emplear transformadores, filtros, así como interruptores, y que esas tres funciones las puede realizar el sistema VSC.

2.5.6 TIPOS DE CONMUTACIÓN EN LOS CONVERSORES.

Podemos definir la conmutación como el proceso de activación o desactivación (esta última, únicamente de ser posible en el dispositivo)

Aquí se hace patente que van existir dos tipos de restricciones a la hora de clasificar los tipos de conmutación:

- **Restricciones en cuanto a parámetros dependientes del circuito:** Dependen directamente de la topología del circuito así como de sus componentes, como por ejemplo las bobinas en los CSC o el condensador en los VSC. También entraría en este grupo las restricciones debidas a la impedancia en el lado de AC que afecta a los CSC con el ángulo de superposición.
- **Parámetros restrictivos de los dispositivos interruptores:** Estas son aquellas restricciones que implican el emplear un tipo de semiconductor u otro. No es lo mismo emplear SCRs o que emplear GTOs o IGBTs que son autoconmutados. Aquí se engloban parámetros como velocidad de conmutación, potencia de cada dispositivo, tipo de control necesario.

Principalmente podemos encontrar dos tipos de conmutación:

- **Conmutación natural o de línea** También conocida como LC (Line commutation)
- **Conmutación forzada** También conocida como FC (Forced commutation) que a su vez engloba:
 - Por medio de circuitos.
 - Autoconmutación

2.5.6.1 Conmutación natural o de línea.

En este caso se emplea la corriente alterna como sistema de apagado del tiristor, esto es que si la corriente en el tiristor naturalmente tendrá valor cero en un momento de su operación, y una tensión inversa será aplicada entre sus terminales de ánodo y cátodo entrando el tiristor en inversa y dejando de conducir.

El tiristor es en consecuencia apagado por la operación normal del circuito. En este tipo de circuitos el tiristor es disparado en cada semiciclo positivo para controlar la entrega de energía a la carga.

El control de potencia podrá ser realizado por control de fase, disparando al tiristor en todos los semiciclos positivos y modificando el ángulo de disparo, o bien actuando sobre el número de positivos en los cual el tiristor es disparado y realizando siempre su disparo al inicio de cada semiciclo con ángulo de disparo cero.

El tiempo de conmutación en corte es el tiempo que tarda en bloquearse un tiristor.

Con conmutación natural su valor está comprendido entre 1 a 10µseg, mientras que conmutación forzada puede ser de 0.7 a 2µseg. Sin embargo, existen gran variedad de tiristores diseñados para tener tiempos de conmutación muy bajos.

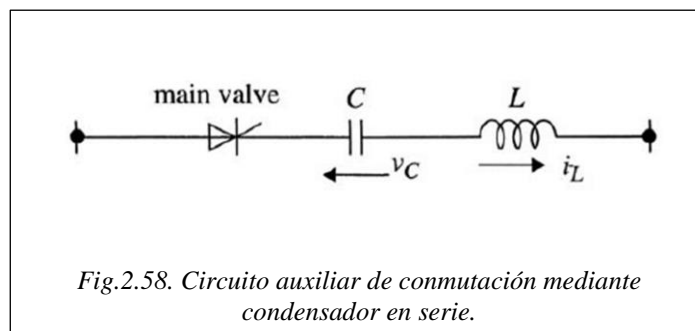
Este tipo de conmutación presenta problemas ya que al emplear un sistema de corriente alterna directamente de la red, esta puede presentar armónicos o inestabilidades que pueden hacer que sea la conmutación sea problemática.

2.5.6.2 Conmutación forzada

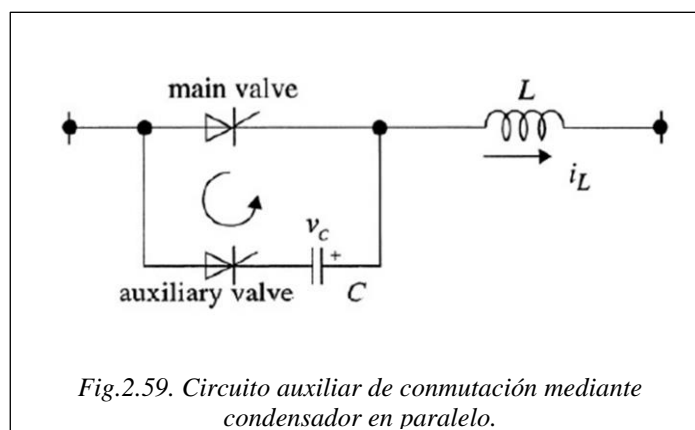
En este caso el apagado del dispositivo no se produce de forma natural si no que es necesario conseguir que la corriente que pasa por el dispositivo sea cero para que pase a corte y deje de conducir. Esto es lo que se conoce como conmutación forzada.

A partir de aquí podemos diferenciar:

- **Conmutación forzada por circuito;** Se emplea cuando la red de AC no es lo suficientemente estable para conmutar de forma natural. Se genera un voltaje artificial para conseguir hacer cero la corriente por el tiristor, esta tensión puede provenir de fuentes como la propia red de AC, La línea de corriente continua o una generación auxiliar.
- *Circuito con condensador en serie;* Consiste es establecer un condensador en serie entre el tiristor y la reactancia de carga de manera que cuando de paso el tiristor el condensador se vaya cargando progresivamente hasta una tensión V_C mucho más alta que la tensión V_1 de manera que el tiristor deje de conducir.



- *Circuito con condensador en paralelo;* Este sistema requiere de un tiristor auxiliar para realizar la conmutación del condensador colocado en paralelo con el tiristor principal. El funcionamiento consiste en que cuando permite paso el tiristor principal, el condensador se cargará en la polaridad que indica la corriente i_L , entonces la válvula auxiliar se conectará permitiendo al condensador descargarse y cargarse en la polaridad contraria a la inicial lo que generará una diferencia de potencial negativa en bornes del tiristor principal el cual entrará en corte.

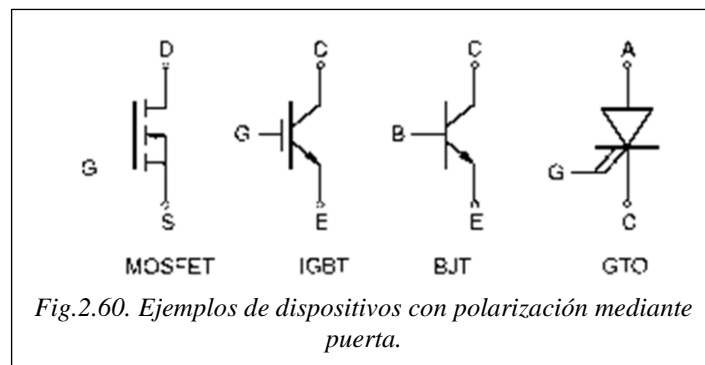


- **Dispositivos selfcommutating o polarización mediante puerta**, son los semiconductores con los que mediante señales positivas o negativas inyectadas en su base podemos controlar su estado on o su estado off.

Al contrario que la conmutación natural o la forzada mediante circuito, este tipo de conmutación es puramente resistiva.

El control se realiza normalmente mediante PWM. Se diferencia con los otros dos métodos en su velocidad de conmutación y su control mucho más flexible.

Por otro lado este sistema necesita de circuitos capaces de generar los pulsos así como de dispositivos para controlar y evaluar las características del circuito lo que puede aumentar los costes así como la complejidad.



2.6 ARMÓNICOS

Durante la conmutación en el convertidor se pueden producir corrientes armónicas tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna.

Estas corrientes armónicas pueden presentar problemas y poner en peligro la instalación y a sus usuarios en cuanto a efecto Joule se refiere así como sobretensiones debidas a la alta frecuencia de los armónicos y la impedancia de los circuitos.

En el bus de corriente continua además puede ser peligroso la aparición de armónicos con una frecuencia cercana a la de resonancia del smoothing reactor los condensadores y la propia resistencia de la línea.

A continuación se describen los armónicos que pueden llegar a darse en el lado de alterna así como en el de continua y cuáles son sus parámetros y su origen.

Para combatir la aparición de los armónicos se emplean filtros tanto activos como pasivos para absorber determinadas frecuencias como se explicará más adelante, además del generador de doce pulsos en el caso del CSC o en caso de utilizar PWM para el disparo de las válvulas se puede controlar el ángulo de disparo por medio de la PWM para realizar una cancelación selectiva de la frecuencia del armónico.

2.6.1 ARMÓNICOS EN CORRIENTE ALTERNA.

En este caso los armónicos vienen numerados por:

$$n = k * p \pm 1$$

Donde k es un número entero y p es el número de pulsos del grupo convertidor.

La amplitud de la corriente del armónico en el primario del transformador viene dada por;

$$I_{n0} = \frac{1}{n} \cdot I_{L1}$$

Donde I_{L1} es la amplitud de la corriente que circula por el primario del transformador.

Se puede observar que la amplitud de los armónicos es inversamente proporcional al número de armónico, es decir cuanto más alto sea el armónico, menor amplitud tendrá.

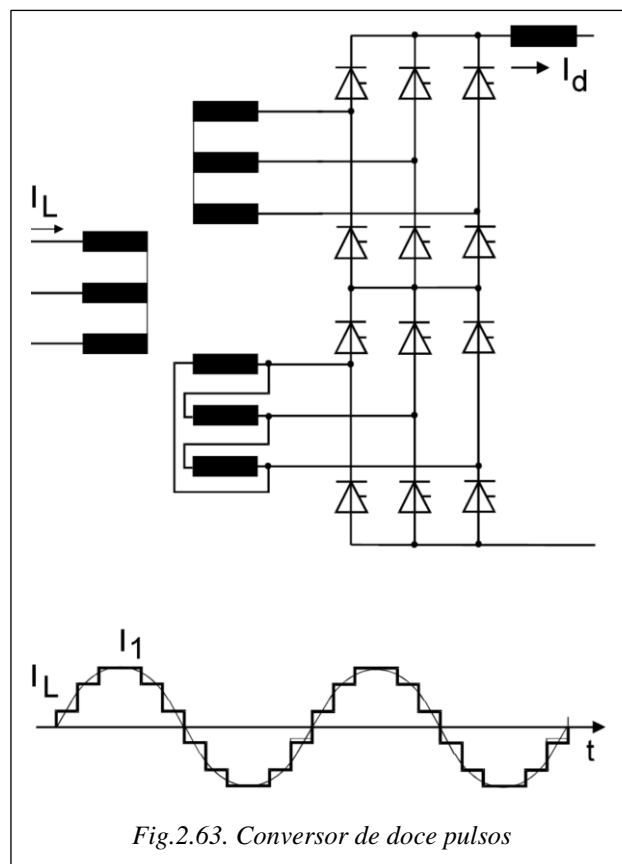
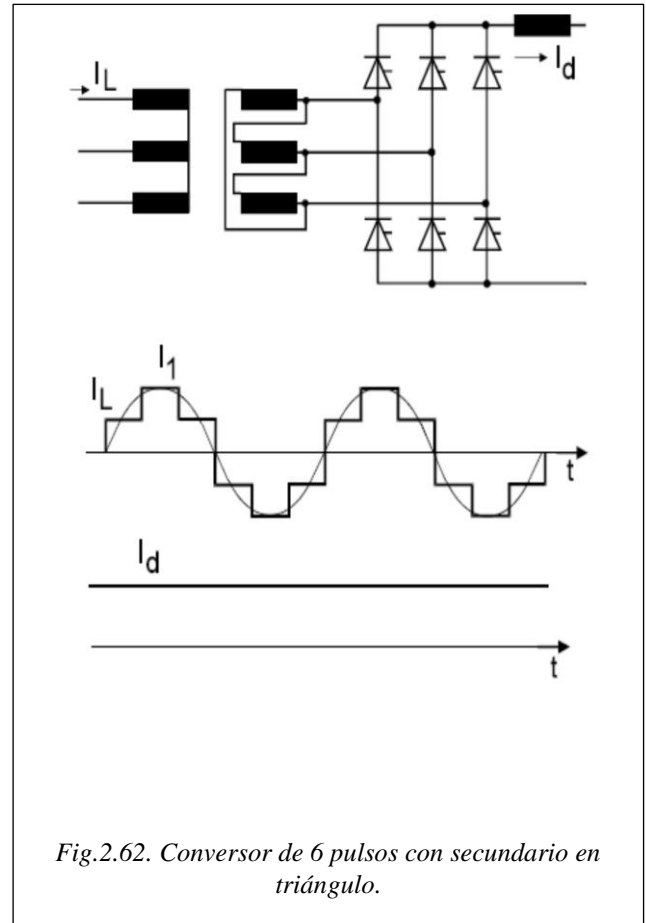
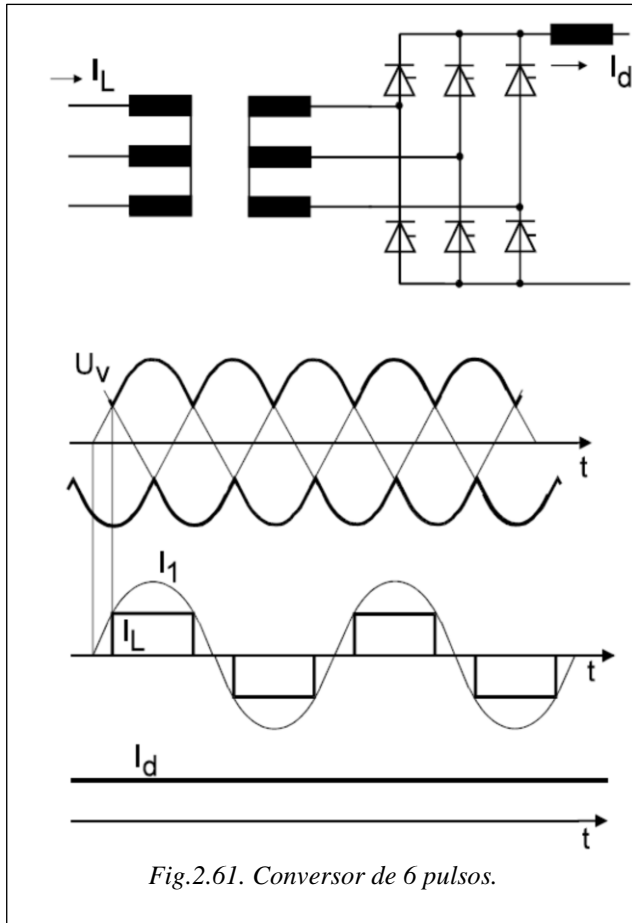
En el caso del grupo de seis pulsos con el secundario en triángulo los armónicos serán impares ($p=6$) y si suponemos ideal su funcionamiento, podemos considerar los pulsos en el secundario del transformador como una onda cuadrada tal como se muestra en la figura 2.62.

A pesar de que en el grupo de seis pulsos con el secundario en triángulo la corriente tiene una forma de onda totalmente distinta a la anterior los armónicos son los mismos ya que el número de pulsos es similar. La amplitud en ambos es similar en ambas configuraciones pero en el caso de la conexión del secundario en triángulo las corrientes del 5º, 7º, 17º, 19º, etc. Están desfasadas 180º con respecto a las corrientes del primario en el caso de la configuración estrella-estrella.

En el caso del convertidor de doce pulsos como está formado por dos grupos de seis pulsos uno en triángulo y otro en estrella se consigue que se produzca una cancelación en los armónicos ya que algunos armónicos están desfasados con respecto a la configuración en triángulo y en estrella como antes se ha explicado

Por eso es empleado el sistema de doce pulsos entre otras razones ya que ayuda a eliminar de determinados armónicos en el primario del transformador.

A continuación se muestra la figura 2.62. a la que hacía referencia anteriormente y donde se pueden ver las distintas corrientes del convertidor de doce pulsos.



2.6.1.1 Efecto del ángulo de disparo y el ángulo de superposición sobre los armónicos del lado de AC.

Anteriormente se ha mostrado como calcular las amplitudes de las corrientes del primario por medio de la fórmula:

$$I_{n0} = \frac{1}{n} \cdot I_{L1}$$

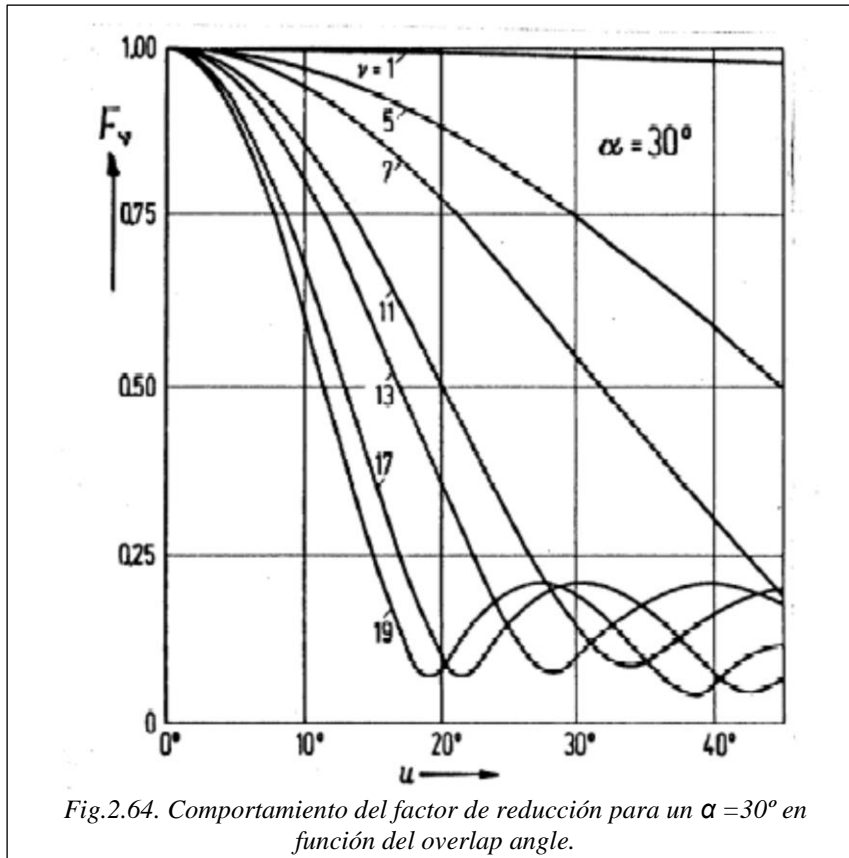
Ahora bien esta fórmula es válida solo en el caso en que el ángulo de disparo $\alpha=0$ y el overlap angle $\mu=0$. Por tanto queda patente que en un convertidor esta fórmula no se puede emplear directamente y que tendrá un ángulo de disparo definido y fuera de la idealidad seguramente tenga un overlap angle. El efecto de estos dos parámetros no influye en el número de armónicos inyectados o generados si no en la variación de la amplitud de los armónicos existentes mencionados anteriormente.

Esta variación se traduce en un aumento de las amplitudes de los armónicos en caso de que el voltaje de control tienda a cero y un descenso de la amplitud de la corriente de los armónicos cuando el overlap angle se incrementa.

Para definir esta variación y basándonos en la formula anteriormente empleada para calcular las amplitudes, podemos definir un parámetro que influya sobre la amplitud anteriormente calculada y que nos permita hallar las amplitudes de los armónicos en función de u y α . Este parámetro recibe el nombre de *factor de reducción* y lo representaremos como F_n . Si aplicamos el concepto a la formula anterior, obtenemos:

$$I_n = I_{n0} \cdot F_n$$

La figura siguiente ilustra el comportamiento de F_n en función de u y para un $\alpha=30^\circ$ para los distintos armónicos.



2.6.3 ARMÓNICOS EN CORRIENTE CONTINUA.

El concepto es el mismo que en corriente alterna, armónicos característicos que se forman durante al conmutación y disparo del convertidor y que se ven influenciado tanto por el ángulo de disparo como por el overlap angle.

Si suponemos la operación ideal tal como podemos ver en la figura de la izquierda con $\alpha=0$ y $u=0$ y a la derecha con $\alpha \neq 0$ y $u \neq 0$

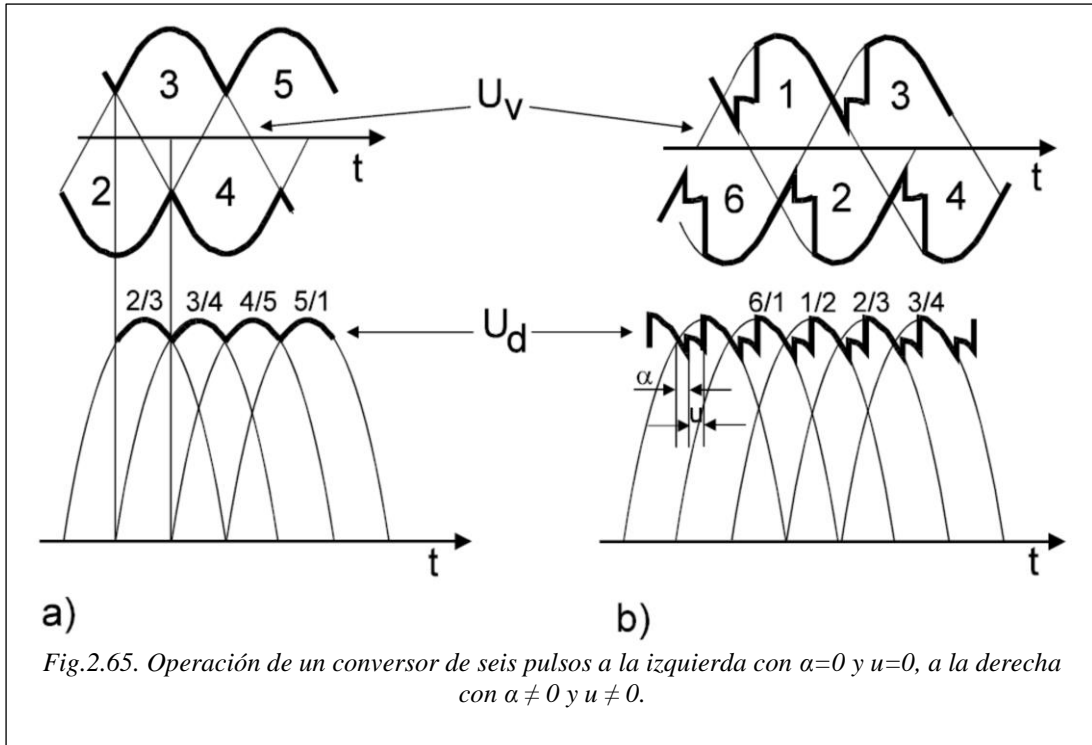


Fig.2.65. Operación de un convertidor de seis pulsos a la izquierda con $\alpha=0$ y $u=0$, a la derecha con $\alpha \neq 0$ y $u \neq 0$.

En la imagen es visible la diferencia de señales con respecto al funcionamiento real y al ideal.

En el caso de la corriente continua la numeración de los armónicos viene dada por

$$\mu = k * p$$

Con k siendo un número entero y p el número de pulsos del convertidor.

En el caso del convertidor de doce pulsos también es apreciable el rizado que se produce en la señal de voltaje continua tal como se observa en la siguiente imagen.

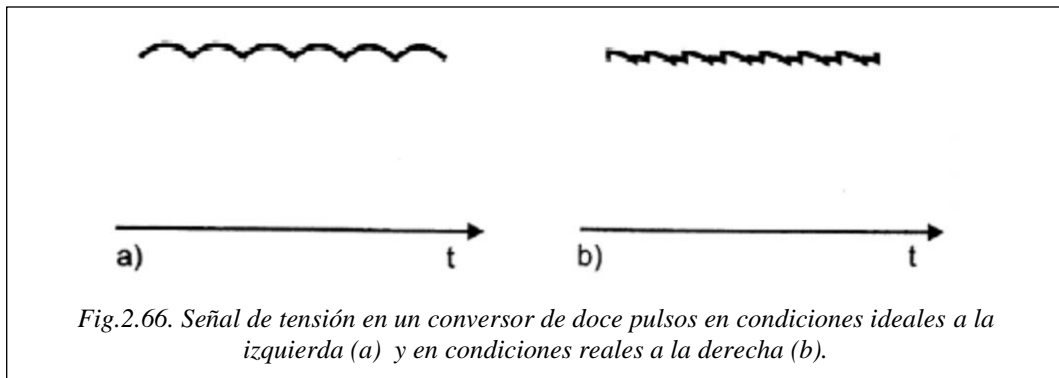


Fig.2.66. Señal de tensión en un convertidor de doce pulsos en condiciones ideales a la izquierda (a) y en condiciones reales a la derecha (b).

Al igual que hemos hecho en corriente alterna podemos calcular los efectos de reducción de la amplitud de los armónicos en función de α y u . En este caso se mostrará solo un gráfico que representa el valor en tanto por ciento del 12º armónico en un grupo convertidor de 24 pulsos en función del overlap angle u y con un $\alpha=15^\circ$.

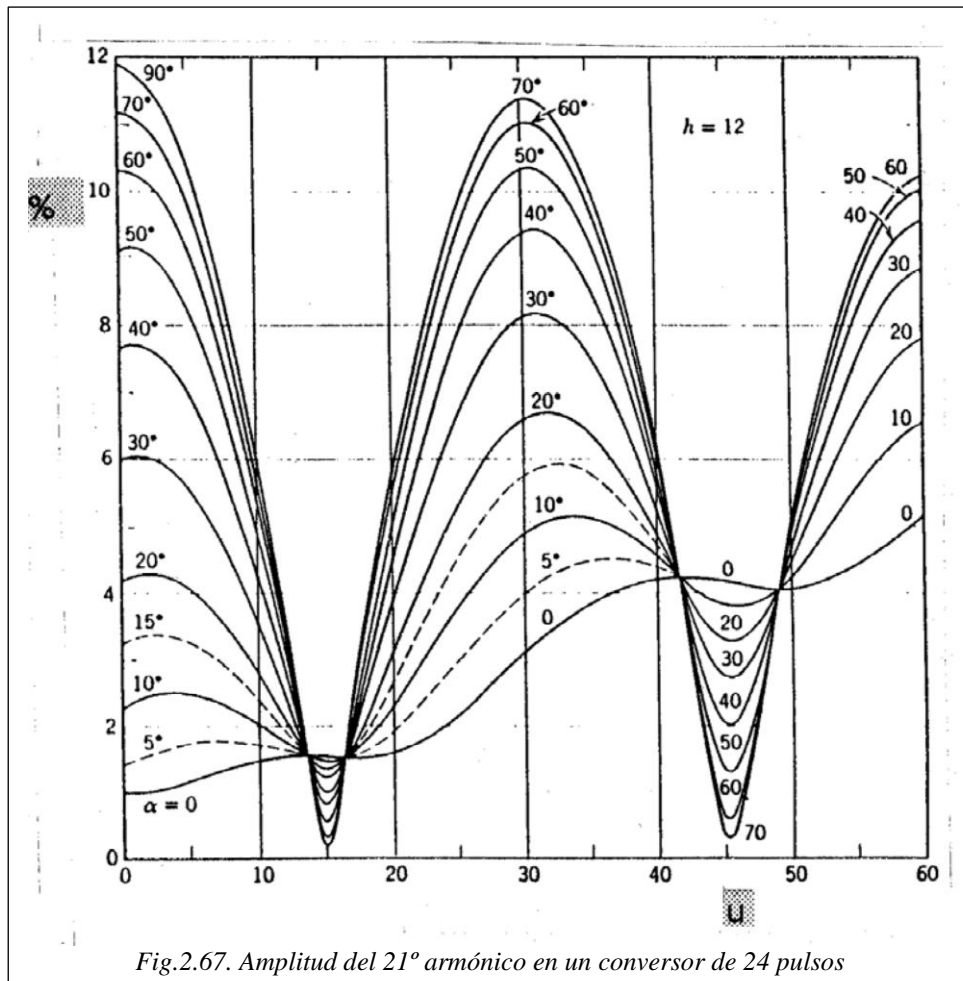


Fig.2.67. Amplitud del 21º armónico en un convertidor de 24 pulsos

2.6.3.1 Armónicos no característicos.

Otros armónicos generados son los armónicos no característicos y son aquellos imprevistos por el análisis de Fourier; se presentan a partir de la salida rectificadora.

Los armónicos no característicos se clasifican en armónicos pares, interarmónicos y subarmónicos.

Los armónicos pares se presentan debido a una asimetría en los ángulos de disparo de un rectificador controlado.

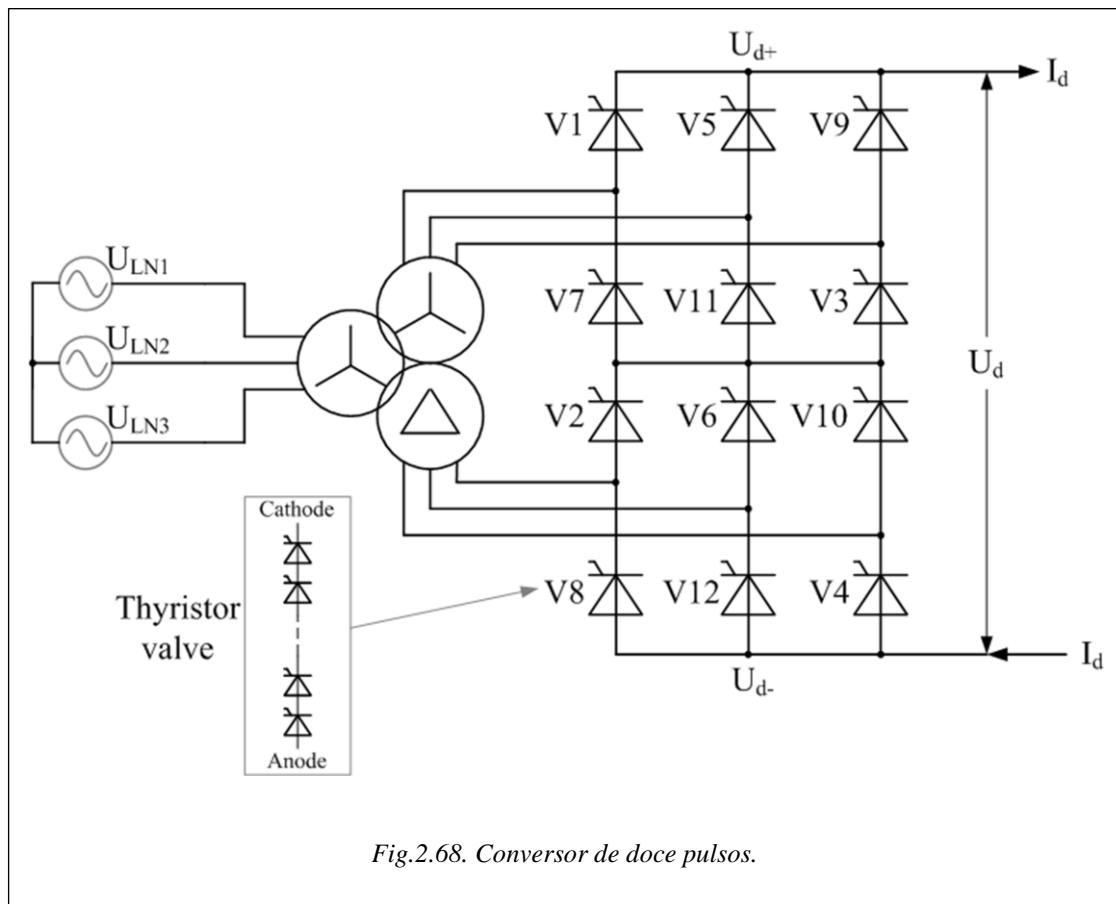
Los interarmónicos se ubican en frecuencias no enteras de la frecuencia de red (siendo función de la frecuencia del inversor) y llegan a ubicarse en frecuencias inferiores a la frecuencia de red (subarmónicos).

2.7 TRANSFORMADORES.

Su principal función es la de convertir el voltaje del bus de AC a la tensión a la que trabajan los convertidores. De la misma forma a la salida del inversor convierte la tensión al nivel necesario para la red de corriente alterna.

También proveen de separación galvánica entre el bus de corriente alterna y el conjunto de convertidores así como del aislamiento necesario por colocar varias cadenas en serie de válvulas. El transformador se ve sometido por tanto a estrés por el voltaje en corriente continua en el lado de los convertidores, tanto al voltaje del bus de AC y tierra.

Como ya se ha nombrado antes, en anteriores secciones (2.5) los transformadores pueden conectar el secundario con las válvulas estando el secundario en estrella o triángulo o una combinación de los dos lo que es conocido como convertidor de doce pulsos y que se muestra en la siguiente figura.



El convertidor de doce pulsos consta de dos secundarios uno en estrella y otro en triángulo desfasados entre sí 30° lo que nos permite acoplar dos puentes de seis pulsos en serie de manera que se consigue la cancelación de armónicos entre otras cualidades.

Generalmente los transformadores están provistos de un tap de regulación en carga con el cual se puede regular la relación de conversión del trafo lo que permite compensar las caídas de tensión en el convertidor o posibles fluctuaciones en el bus de corriente alterna.

Otra cualidad es que limita la corriente de cortocircuito que se pueda producir. Por otro lado los transformadores son totalmente ineficaces a la hora de amortiguar posibles estados transitorios y oscilaciones de alta frecuencia, peculiaridad que hay que tener en cuenta y subsanarla mediante otros dispositivos (filtros) capaces de absorber estas interferencias.

2.7.1 CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR CONVERSOR EN FUNCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORRIENTE CONTINUA.

Habitualmente y como es lógico ya que trabaja en alterna, los parámetros de estos transformadores se proporcionan en función de las características trifásicas del sistema.

En esta sección se van a dar los parámetros normales y necesarios de un transformador en función de I_d y U_d que son la corriente en DC y la tensión a la salida del rectificador.

La corriente que circula por los devanados del secundario hacia las válvulas podemos definirlo mediante la expresión:

$$I_v = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_d$$

Recordemos que esta corriente en condiciones ideales la consideramos como “bloques de corriente continua separados 120 grados”

La tensión de salida del transformador podemos hallarla despejando U_v de la ecuación que empleábamos para calcular U_d que quedará.

$$U_v = \frac{U_d}{1.35}$$

La potencia aparente viene dada por la expresión

$$S = \sqrt{3} \cdot U_d \cdot I_v$$

Expresión a la que si aplicamos el valor de I_v U_v en función de I_d y U_d quedará;

$$S = \sqrt{3} \cdot U_v \cdot I_v = 1.05 \cdot U_d \cdot I_d$$

Este método era válido y aceptado como estándar mediante la norma IEC 146 en 1991 en cuyo apartado 1-3 *Transformer and reactors* donde se especificaba que este método permitía suficiente margen para poder despreciar los armónicos y posibles calentamientos que estos podían producir, también se despreciaba el *overlap angle* que se genera en la conversión.

Actualmente se sabe que este método no es correcto para transformadores de gran potencia donde se deben tener en cuenta los armónicos que como hemos visto antes para el convertidor de 6 pulsos comprenden los armónicos $n= 5, 7, 11, 13, 17, 19$ etc... En el caso del convertidor de 12 pulsos sabemos que se produce una cancelación de ciertos armónicos.

De la misma forma se deben tener en cuenta los armónicos en corriente continua ya que son necesarios para dimensionar y calcular posibles pérdidas en el convertidor así como prever la posible saturación de los devanados del transformador que se puedan producir por componentes continuas en el transformador.

Más adelante, en el apartado correspondiente a las pérdidas se expresará como calcular las pérdidas en los transformadores convertidores de acuerdo con la norma correspondiente.

Como adelanto y en correspondencia con los párrafos anteriores podemos decir que en las pérdidas en los transformadores de HVDC se han de considerar los armónicos tanto en las pérdidas en hierro como en las pérdidas en el cobre, ya que estos armónicos generan pérdidas tanto por corrientes de Foucault como pérdidas por calor. Además al contrario de lo que indicaba la norma IEC 146 de 1991, actualmente se deben considerar los 48 armónicos en los transformadores convertidores.

2.7.2 SELECCIÓN DE LA TENSIÓN DE COTOCIRCUITO DEL TRANSFORMADOR.

Para seleccionar la tensión de cortocircuito del transformador nos debemos fijar en las siguientes características:

- Corriente de cortocircuito en las válvulas.
- Inductancia del smoothing reactor.
- Potencia nominal del convertidor
- Demanda de energía reactiva del convertidor.

Para relacionar estos parámetros podemos representar gráficamente la relación con respecto a la corriente de cortocircuito expresando todos ellos en tanto por unidad y la corriente de cortocircuito en %.

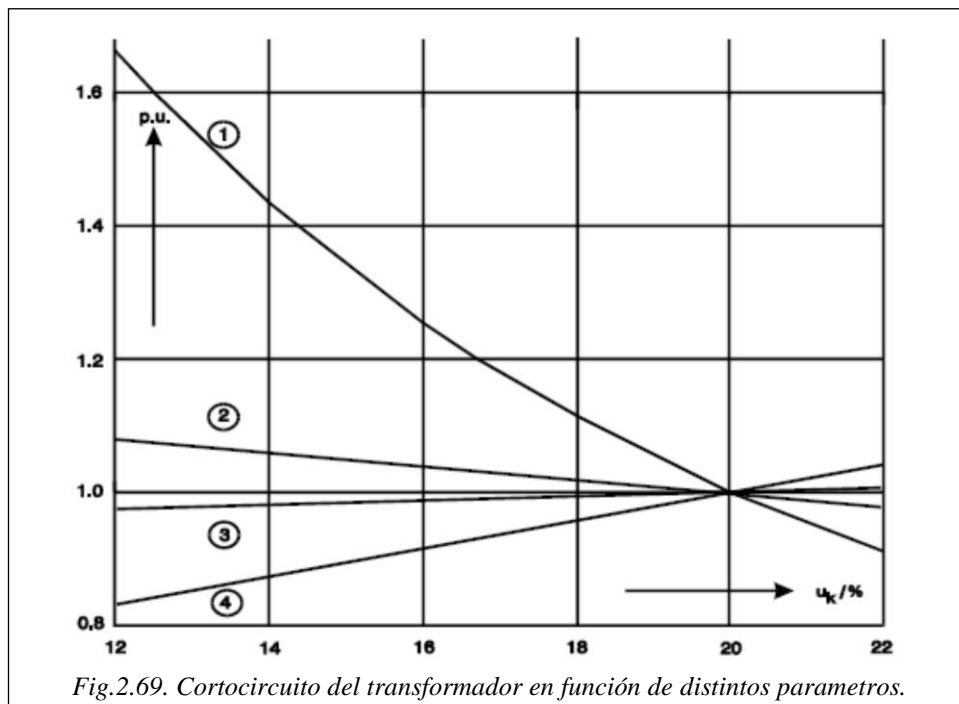


Fig.2.69. Cortocircuito del transformador en función de distintos parámetros.

Donde :

1. Corriente de cortocircuito en las válvulas.
2. Inductancia del smoothing reactor.
3. Potencia nominal del convertidor
4. Demanda de energía reactiva del convertidor.

El punto donde confluyen representa el punto óptimo de voltaje de cortocircuito del transformador.

2.8 SMOOTHING REACTOR.

Se trata de una reactancia que normalmente se coloca en serie en la parte de corriente continua, su diseño depende de distintos parámetros. Sus funciones se destacan a continuación.

2.8.1 FUNCIONES DEL SMOOTHING REACTOR.

- Limitar la derivada de la corriente (di/dt). Ante la aparición de un impulso de corriente muy alto y rápido la reactancia es capaz de limitar esta corriente protegiendo en cierta medida ante la aparición de cortocircuitos de línea.
- Limitación del rizado de la señal de corriente continua. Evitando posibles rizados y manteniendo una señal de continua más limpia a la salida del rectificador evitamos apariciones de armónicos y otras señales indeseables en nuestro sistema.
- Anula las interferencias telefónicas. Actúa como filtro ante las interferencias telefónicas, producidas mayoritariamente en las líneas aéreas.
- Peligro de la frecuencia de resonancia. Dado que estamos formando un circuito RLC existe el riesgo de que el circuito entre en resonancia, para ello se debe dimensionar todo el sistema de manera que la frecuencia de resonancia no sea la de la red.

2.8.2 DIMENSIONAR UN SMOOTHING REACTOR.

Para dimensionar correctamente un smoothing reactor debemos recordar sus funciones.

La primera es la de limitar la derivada de la corriente en el circuito, basándonos en esto podríamos dimensionar la reactancia por medio de lo que se conoce como *slope factor* S_i .

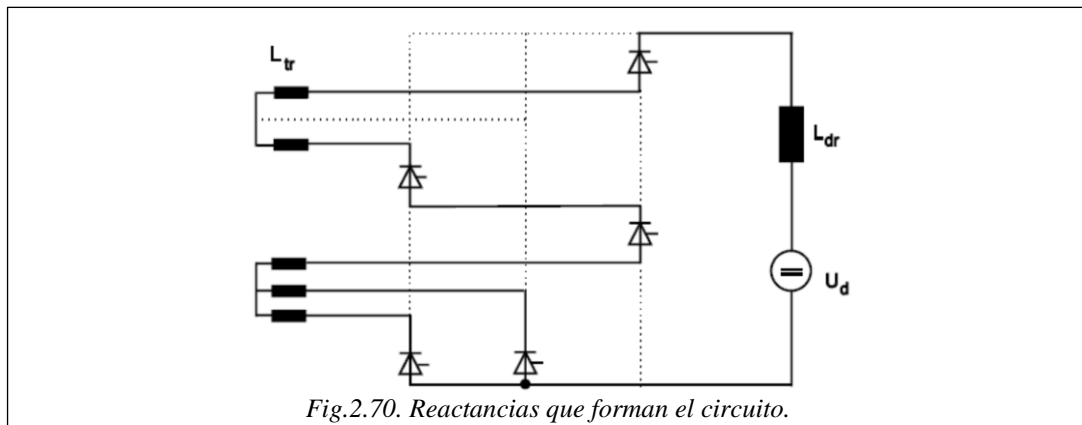
Basándonos en las características de la línea como son su tensión nominal su corriente nominal y la inductancia que forma el circuito podemos establecer:

$$S_i = \frac{U_N}{I_N \cdot L_D} [1/ms]$$

Donde U_N e I_N son la tensión y la corriente nominal y L_D representa la inductancia total del circuito.

El slope factor no es un parámetro totalmente reconocido debido a su complejidad de entendimiento. Se trata de un valor que representa la pendiente o la velocidad con la que cambiarían las condiciones de tensión y corriente ante un cortocircuito producido justo detrás del smoothing reactor como se puede ver en la figura 2.70. A partir de este facto calcularíamos la reactancia total del circuito.

Para conocer la inductancia debemos establecer un slope factor previamente normalmente se recomienda que $0.22 < S_i < 1$, aunque no existen estándar el factor normalmente recomendado es 0.5. Para un slope factor 0.5 tendremos una determinada inductancia, la cual también viene determinada por el resto de reactancias que forman el circuito como y las reactancias de dos de las fases del generador de doce pulsos.



De esta forma podemos establecer dos ecuaciones con las que calcular la reactancia.

$$L_{d \min} = 3.5 \cdot L_{tr} + L_{dr}$$

$$L_{d \max} = 4 L_{tr} + L_{dr}$$

Donde:

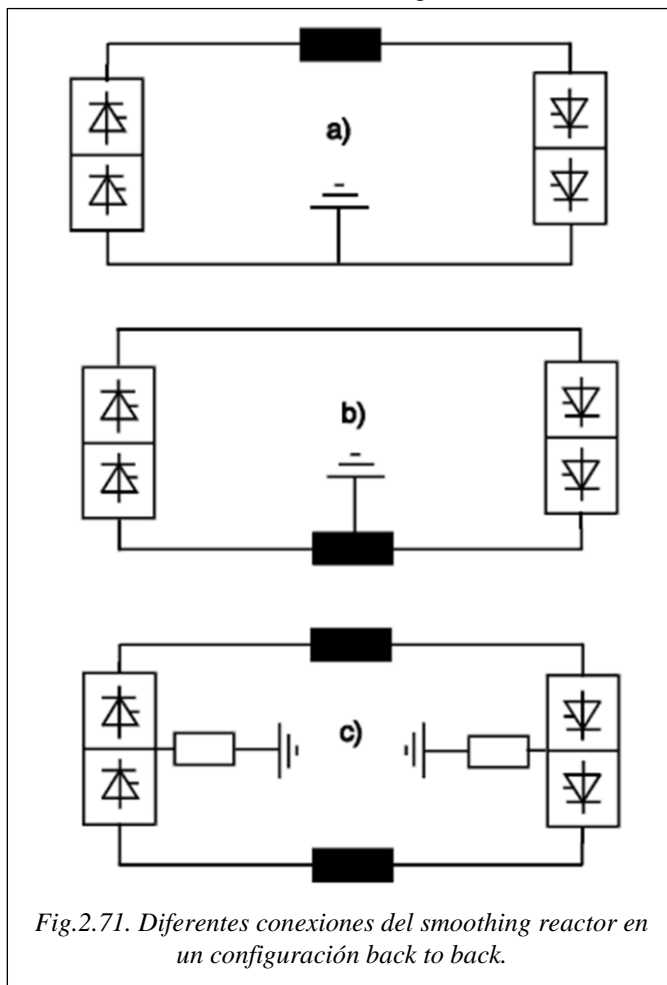
- L_d es la reactancia total del circuito.
- L_{tr} es la reactancia debida a los transformadores.
- L_{dr} es la reactancia del smoothing reactor.

Debemos tener en cuenta que estas fórmulas son válidas para una estación con un solo generador de doce pulsos, en caso de tener más L_{dr} debe ser multiplicada por el número de grupos de doce pulsos que tenga.

2.8.3 CONEXIONES DEL SMOOTHING REACTOR.

Normalmente el smoothing reactor se conecta en serie con la línea de continua sin embargo existen alternativas en función de ciertos beneficios, a cambio, claro está, de algunas penalizaciones.

En las configuraciones back to back podemos destacar las siguientes conexiones del smoothing reactor tal como se muestran en la figura.



En la configuración a) que se muestra en la figura, se puede ver que las válvulas se mantienen conectadas al potencial de referencia y el smoothing reactor se encuentra en serie con el polo de la línea de corriente continua. Es la configuración más habitual.

En la configuración b) el smoothing reactor se mantiene al potencial de referencia por lo tanto puede emplearse un smoothing reactor con menor aislamiento.

En la configuración c) la corriente se divide y por los dos conductores de manera que se deben dimensionar dos smoothing reactor cosa que encarece el sistema. Este sistema se emplea en casos de muy alta potencia en los que se hace necesario dividir la corriente en dos conductores.

2.9 FILTROS Y COMPENSACIÓN DE REACTIVA.

Son los encargados de la eliminación de armónicos y otras interferencias que se produzcan. Estas interferencias pueden ser creadas por los convertidores o pueden ser un problema intrínseco a la parte de AC la que se conecta el sistema HVDC.

Los armónicos pueden causar distintos problemas en el sistema por eso interesa que se eliminen o se absorban.

Así mismo las baterías de condensadores se encargan de compensar la energía reactiva para conseguir un f.d.p cercano a la unidad.

2.9.1 FUNCIONES DE LOS FILTROS Y LOS BANCOS DE CONDENSADORES DEL LADO DE AC.

Esencialmente los bancos de condensadores así como los filtros en el lado de corriente alterna tienen dos funciones.

1. Compensar el factor de potencia intentando conseguir que $\cos \varphi = 1$ para evitar que al crecer la demanda de potencia reactiva se produzcan fluctuaciones de voltaje en la red.
2. Absorber los armónicos producidos por el conversor HVDC. Esto previene de que formas de onda y armónicos indeseados acaben filtrándose a la red de corriente alterna. Además previene de interferencias telefónicas generadas por las líneas aéreas.

2.9.2 FUNCIONES DE LOS FILTROS DEL LADO DE DC.

Uno de los problemas del uso de convertidores es la generación de armónicos, el problema reside en que si estas señales armónicas de alta frecuencia consiguen superponerse en la línea de corriente continua puede tener efectos indeseados como interferencias en líneas telefónicas a pesar de la reactancia (smoothing reactor) empleada en los sistemas CSC.

Por otro lado si los armónicos son de baja frecuencia pueden ser peligrosos para otros dispositivos y sus usuarios, ya que pueden inducir corrientes peligrosas.

Normalmente se conectan en paralelo con la línea de continua, a excepción de los sistemas VSC en los que la propia presencia del condensador que necesita para funcionar ya trabaja como filtro de altas frecuencias. En los enlaces Back to back tampoco se hacen necesarios. Sin embargo en líneas aéreas de corriente continua donde hay presencia de líneas telefónicas se hacen indispensables.

2.9.3 BATERÍAS DE CONDENSADORES DEL LADO DE AC

Se encargan de la función de compensar un exceso de energía reactiva de forma que se produzcan fluctuaciones de voltaje en la red de corriente alterna. En realidad cumplen la misma misión que cualquier banco de condensadores en una instalación, compensar un factor de potencia determinado y controlar la energía reactiva.

La principal diferencia reside en que la compensación del factor de potencia de un estación de HVDC es la presencia del dispositivo conversor, esto va a hacer que la compensación de reactiva esté directamente relacionada con el proceso de conversión y siendo más precisos, estará determinada directamente por los ángulos de disparo y ángulos de extinción así como de otros parámetros que se explicarán a continuación.

Lo primero que debemos definir es que plan de actuación, por así decirlo, vamos a tomar con respecto a la compensación de energía reactiva. De esta forma podríamos establecer tres filosofías que engloben como actuar.

- **$\cos \varphi = \text{cte.}$** Se trata de mantener el factor de potencia de una forma constante en un determinado valor. Para este caso podemos fijar un valor de $\cos \varphi = 0,8$ y para ello calcular la energía reactiva de valor negativo necesaria para compensar la energía reactiva de carácter inductivo máxima que se pueda producir. Es decir estamos sobre compensando la mayor parte del tiempo y sobre todo cuando la línea no está funcionando a valores nominales si no que lo hace en un rango de funcionamiento un poco más bajo. Este es el sistema normalmente empleado en muchos sistemas de AC aplicándose a líneas, transformadores etc. Como el sistema no se optimiza del todo correctamente para cada situación si no que se generaliza para todos los casos, esta alternativa supone un coste adicional.
- **$\cos \varphi = f(P)$** Se trata de actuar en tiempo real sobre las especificaciones de potencia de la red, aplicando las medidas necesarias y creando así un sistema adaptativo controlando el factor de potencia en función de la potencia demandada. Este sistema sería la respuesta a la propuesta anterior, ya que de esta forma, aplicando en cada momento las medidas necesarias de control de reactiva, conseguiríamos que no existiera la sobre compensación que existe en el caso anterior. Evitar esta sobrecompensación durante momentos de carga mínima, aplicando un control sobre los ángulos de disparo del convertidor pero, aun así, habría que conectar reactancias de forma que generáramos reactiva de carácter inductivo para “descompensar” por lo que no se suele aplicar este sistema y que eleva el coste debido a las reactancias.
- **$Q = 0 \pm \Delta Q_t$** Es un paso intermedio entre las dos anteriores, la idea consiste en intentar mantener un $\cos \varphi = 1$ ($Q=0$ VAR) pero, como la energía reactiva demanda es cambiante y queremos evitar la sobre compensación, se permitirá un intervalo de variación en el factor de potencia, lo que se traduce en una variación de la energía reactiva no compensada o sobre compensada ($\pm \Delta Q_t$)

Normalmente la filosofía empleada en HVDC para el control de reactiva es la última explicada en ($Q = 0 \pm \Delta Q_t$) y para ello hay que tener en cuenta ciertas consideraciones.

La primera es tener en cuenta que el valor de reactiva es dependiente de las variaciones de voltaje que se produzcan, esto es que si se permite o se produce una variación del $\pm 10\%$ en la tensión de salida también se producirá una variación de la energía reactiva en la misma proporción.

Se puede controlar hasta cierto punto la energía reactiva si controlamos los ángulos de disparo del rectificador (control de I_d) junto con una regulación de tensión del transformador. De la misma forma se puede actuar sobre el ángulo de extinción del inversor y sobre el transformador de salida regulando su tensión y controlando la energía reactiva dentro de ciertos límites.

Hay que tener en cuenta de que se pueden producir fallas con corrientes de carácter capacitivo y que las protecciones de alterna tienen una determinada característica de protección frente a estas corrientes por lo que deben ser dimensionados, tanto las protecciones como la batería de condensadores, de forma que no se ponga en peligro al instalación.

Existen dos formas de emplazar los condensadores para realizar el control. La primera recibe el nombre de control en bucle abierto y consiste en conectar y desconectar los elementos de compensación de reactiva en función de los requerimientos, este sistema requiere de unos límites claros de cuando es necesario conectar o desconectar los distintos dispositivos.

El segundo recibe el nombre de control en bucle cerrado y consiste en mantener siempre conectados o desconectados todos los condensadores, y conectarlos/desconectarlos cuando la energía reactiva alcanza ciertos límites de un intervalo previamente establecido.

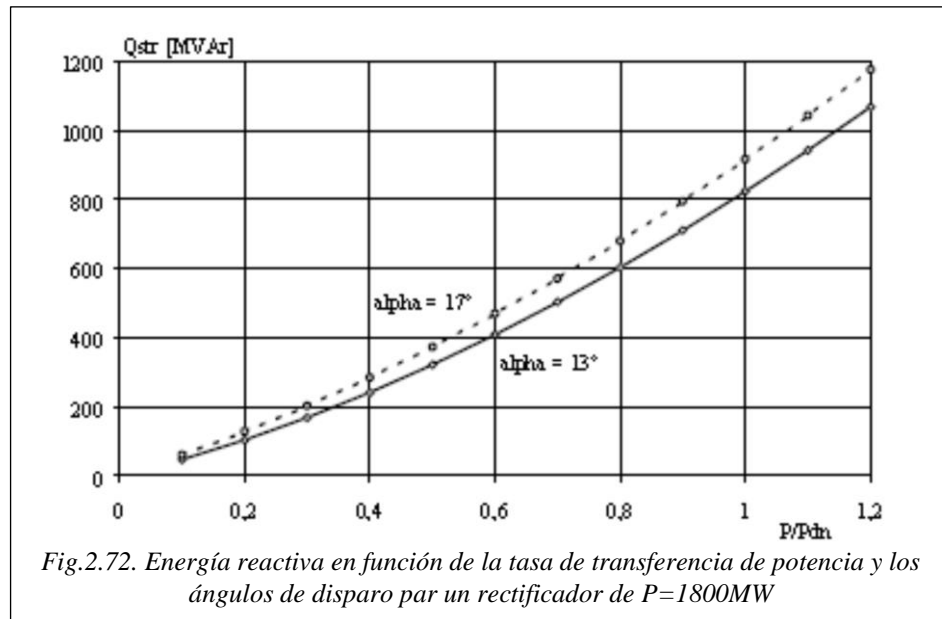
La última consideración es que, durante un régimen de baja potencia los filtros deben mantenerse conectados y al estar estos constituidos por condensadores en la mayoría de los casos, se produce una sobrecompensación.

2.9.3.1 Cálculo de la energía reactiva.

Para conocer la energía reactiva que se puede alcanzar podemos basarnos en un sistema gráfico que representa la relación entre las características del rectificador o del inversor.

Si recordamos el proceso de conmutación de un rectificador recordaremos un parámetro representado como d_{xN} y que podemos definirlo como la tasa de cambio en la energía reactiva, este parámetro es dependiente de la caída de tensión que se produce en las válvulas durante la conmutación así como la corriente y el ángulo de desfase.

Entonces si suponemos un rectificador con un potencia $P_N=1800\text{MW}$ una tasa de cambio de energía reactiva $d_{xN} = 0.65$, los ángulos de disparo comprendidos en $\alpha_{\min} = 13^\circ$; $\alpha_{\max} = 17^\circ$, y $\Delta Q_t = \pm 100$ MVar. Podemos definir cuál será energía reactiva demandada en función de la potencia transferida y el ángulo de disparo.



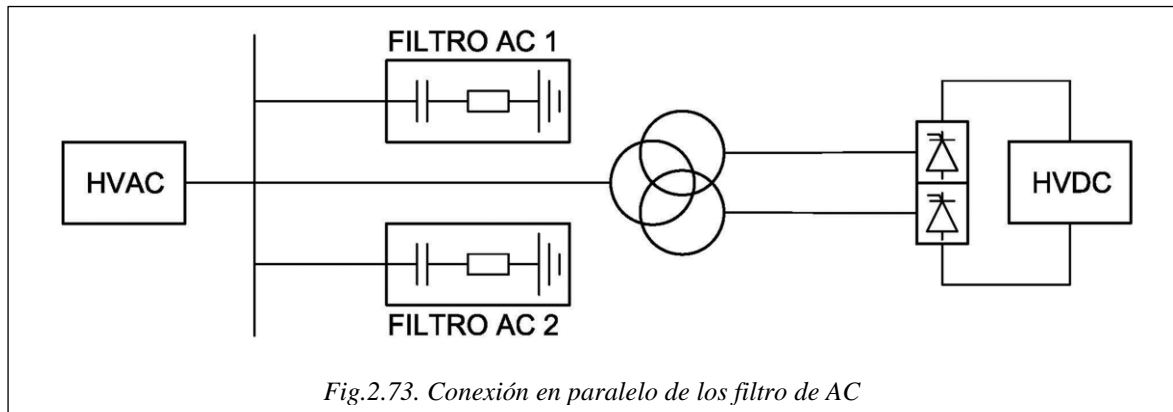
Con esta curva podemos conocer cuál será la energía reactiva para un régimen de transferencia de potencia (P/P_{dn} en el gráfico) luego solo debemos tener cuenta la variación de energía reactiva permitida (ΔQ_t) y podremos calcular la energía reactiva que deben entregar los condensadores.

2.9.4 FILTROS DE AC: DEPENDENCIA Y CONFIGURACIONES.

Los filtros en corriente alterna tienen la misión de prevenir y evitar la existencia de armónicos en la red de corriente alterna. Para ello deben diseñarse en función de las frecuencias de los distintos armónicos.

Principalmente se emplean las conexiones en paralelo de los filtros ya que en serie tienen la desventaja de estar recorridos por la corriente nominal, generando pérdidas y teniendo que estar preparados para soportar las sobre intensidades y sobretensiones propias de la red. Además todos los elementos del filtro deberían tener el nivel de aislamiento nominal encareciendo mucho los elementos.

Por ello las conexiones en paralelo son más viables ya que los filtros no estarían sometidos a los cortocircuitos de red, pueden emplearse transformadores para que trabajen tensiones más bajas de la nominal reduciendo así su nivel de aislamiento y además, pueden conectarse y desconectarse.



2.9.4.1 Parámetros de diseño de los filtros de AC.

Principalmente la función es absorber los armónicos característicos y no característicos que puedan introducirse en la red generando inestabilidades e interferencias telefónicas.

El primer parámetro que debemos tener en cuenta son las frecuencias que deben filtrar y dentro de las frecuencias podemos definir:

Distorsión individual representada como D_n y relaciona el voltaje armónico con frecuencia $n \cdot f_0$ respecto al voltaje nominal a la frecuencia fundamental f_0 . También podemos expresar la distorsión armónica como tanto por ciento si multiplicamos por cien el resultado de realizar la siguiente operación.

$$Dn(\%) = \frac{V_n}{V_1} \cdot 100$$

A continuación se presenta una tabla en la cual se indican cuáles son los límites de distorsión para cada uno de los armónicos de forma individual según CIGRE.

Múltiplo del 3º armónico.		Armónicos impares.		Armónicos pares.	
n	%	n	%	n	%
3	2	5	2	2	1.5
9	1	7	2	4	1
15	0.3	11	1.5	6	0.5
21	0.2	13	1.5	8	0.2
>21	0.2	17	1	10	0.2
		19	1	12	0.2
		23	0.7	>12	0.2
		25	0.7		
		$<25: 0.2 + 0.5 \cdot \frac{25}{n}$			

Fig.2.74. Tanto por cien de distorsión para cada armónico de orden par o impar.

El siguiente parámetro se basa en la **distorsión armónica total** que se puede definir como la suma geométrica de todas las distorsiones armónicas individuales y que se puede representar como THD (siglas en inglés de *Total harmonic distortion*).

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} D_n^2}$$

También podemos definirlo aplicando la definición de distorsión individual.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \cdot 100\%$$

La última característica a tener en cuenta en cuanto a los armónicos es el **TIF (telephone interference factor)** El cual representa el nivel de interferencia de los distintos armónicos producidos sobre la red telefónica.

Si se evalúa que la amplitud de esta distorsión es muy grande se tendrá en cuenta en el diseño de los filtros por lo contrario si representa una interferencia de baja amplitud se puede despreciar.

Ahora conocemos los niveles de distorsión de cada armónico y de los armónicos en conjunto pero se presenta una nueva consideración. El voltaje que uno o varios armónicos puede presentar es directamente proporcional a la amplitud de la corriente de esos armónicos multiplicada por la impedancia de la red y los circuitos de filtrado conectados en paralelo.

Por lo tanto es necesario conocer la impedancia de red para poder conocer el comportamiento de esta ante la aparición de determinadas corrientes armónicas a distintas frecuencias.

Además debemos tener en cuenta que al ser los armónicos señales sinusoidales de frecuencias múltiplo de la fundamental, la impedancia en cada armónico variará y debe ser calculada por separado.

Dada la complejidad y que no es el propósito de este proyecto, se proporcionan continuación unas nociones descriptivas sobre los métodos de cálculo de las impedancias de la red.

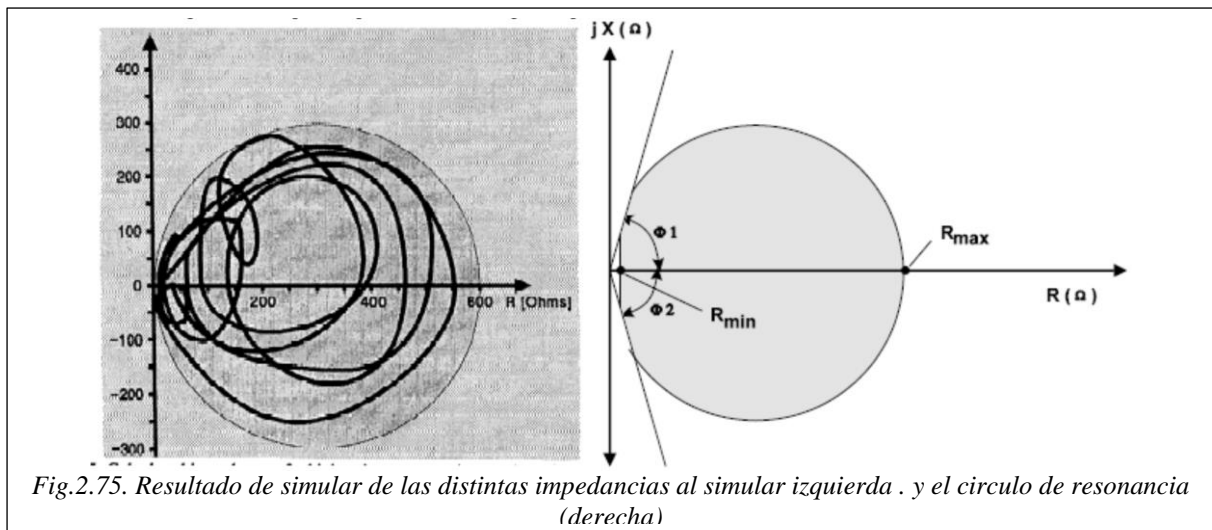
Principalmente existen dos formas de calcular la impedancia de la red, la primera consiste en simular la red para cada armónico y la segunda consiste en generar un modelo equivalente que facilite los cálculos.

Para simular la red es necesario un conocimiento realmente preciso de la misma y consume mucho tiempo. Se presentan muchas incertidumbres y exceptuando redes con cierta simplicidad normalmente no es empleado ya que en redes grandes puede llegar a ser inviable.

Se debe además estudiar en el caso de régimen de carga máxima y mínima ya que se ha descubierto que el comportamiento de la impedancia armónica es diferente en cada régimen de funcionamiento.

En la figura 2.75 que se mostrará a continuación, se incluye el resultado del cálculo de la impedancia de la red por medio de una simulación por ordenador y del método convencional de cálculo por medio de la impedancia equivalente.

Como se puede ver en la figura, la simulación consiste en crear zonas en las que se puede encontrar la impedancia equivalente para cada armónico dentro del círculo de impedancias.



El sistema alternativo es emplear un sistema de impedancia equivalente.

Para ello se debe formar el conocido como círculo de resonancia el cual se crea a partir de calcular la resistencia mínima con la que se produciría la resonancia en paralelo y la resistencia mínima correspondiente a la resonancia en serie de la red.

Estas resistencias limitarán el diámetro del círculo en el cual puede recaer la impedancia que se busca. Para delimitar más cada círculo se deben hallar las resistencias para cada armónico n y así se puede ir cerrando el área donde recae la impedancia. Θ_1 y Θ_2 están relacionados con la calidad de la red la cual viene dada por:

$$\frac{X}{R} = \tan \theta_1 = G_1$$

En este sistema de cálculo podemos hacer ciertas suposiciones que nos ayuden en el cálculo

- La primera es calcular la máxima impedancia para cada uno de los armónicos mediante el método de la frecuencia de resonancia .En este método el círculo de impedancia se cambia de forma que en vez de trabajar en el plano de la impedancia (plano Z) se trabaja en el plano de la admitancia (plano Y).
- El segundo consiste en suponer que la red es tan extensa que su impedancia es muy grande (tiende a infinito) y por lo tanto solo se tienen en cuenta las impedancias propias de los filtros que conectemos en paralelo, esto se conoce como método de la red abierta (*open network method*).
- El último consiste en un término medio entre los dos métodos anteriores lo que consistiría en calcular la impedancia máxima para algunos armónicos (suelen ser dos de ellos) y para el resto suponer que la impedancia de red es suficientemente grande como para ignorarla. Este método se conoce como método de la impedancia selectiva o *selective resonance method*.

También hay que tener en cuenta que los filtros pueden sufrir una “desafinación” y que filtren otras frecuencias que no sea aquella para la que ha sido diseñado. Las causas pueden ser las siguientes:

- Desviación de la frecuencia de la red de AC debido a pequeñas fluctuaciones o interferencias provocadas por arranque de motores o conexiones de generadores.
- Desviación de las características especificadas por el fabricante debido a fluctuaciones en las temperaturas de trabajo.
- Desviación de las características especificadas de los componentes debido a fallos en la fabricación.

Por ello, se debe tener en cuenta que a pesar de intentar afinar al máximo en el cálculo del filtro, siempre puede producirse un pequeño desajuste que haga que el filtro funcione en rangos de frecuencia que no son los establecidos.

2.9.4.2 TIPOS DE FILTROS EMPLEADOS

Al principio de la sección se ha mencionado que los filtros a emplear deben ir conectados en paralelo para así evitar tener filtros puestos a la tensión de red y recorridos por la corriente nominal lo que encarecería mucho el propio filtro ya que todos los elementos deberían tener el nivel de aislamiento nominal y también evitar que circule la corriente nominal por ellos ya que esto supondría conectar filtros que soportaran la corriente de cortocircuito de la red.

Antes de mencionar el tipo de configuraciones y filtros existentes primero debemos tener en cuenta que actualmente existen dos formas de construcción de los filtros si atendemos a los tipos de elementos que lo configuran y a su funcionamiento.

- Filtros pasivos: son aquellos que están formados mediante elementos de circuito pasivos.
- Filtros activos son aquellos que están formados por elementos pasivos (bobinas resistencias, condensadores...) y por elementos activos (amplificadores operacionales etc...) lo que les brinda la capacidad de amplificar o atenuar la señal de entrada con respecto a la de salida.

En el lado de corriente alterna principalmente se colocan dos tipos de filtros:

- Filtros afinados a una frecuencia determinada que coincide con la frecuencia de algún armónico.
- Filtros pasa alta, los cuales presentan una relativamente baja impedancia en comparación con el rango de frecuencias que es capaz de absorber.
- Lo habitual es una combinación de ambos sistemas lo que permite establecer las características de ambos.

2.9.4.2.1 Filtros afinados a una frecuencia determinada (sharpy-tuned filters).

Son filtros diseñados específicamente para absorber una determinada frecuencia perteneciente a un armónico.

Presentan una impedancia relativamente baja por lo que el voltaje residual es también bajo. Sin embargo presentan facilidad a la hora de “desafinarse” y que su impedancia cambie sus valores cambiando así la frecuencia para la que están diseñados.

Además también tienen cierta imprecisión y limitación en cuanto a la frecuencia de diseño debido también a los componentes empleados. Por esta y la anterior razón es por lo que habitualmente se coloquen resistencias de bajo valor óhmico en serie para readaptar la frecuencia a la que tiene que realizar el filtrado de la señal.

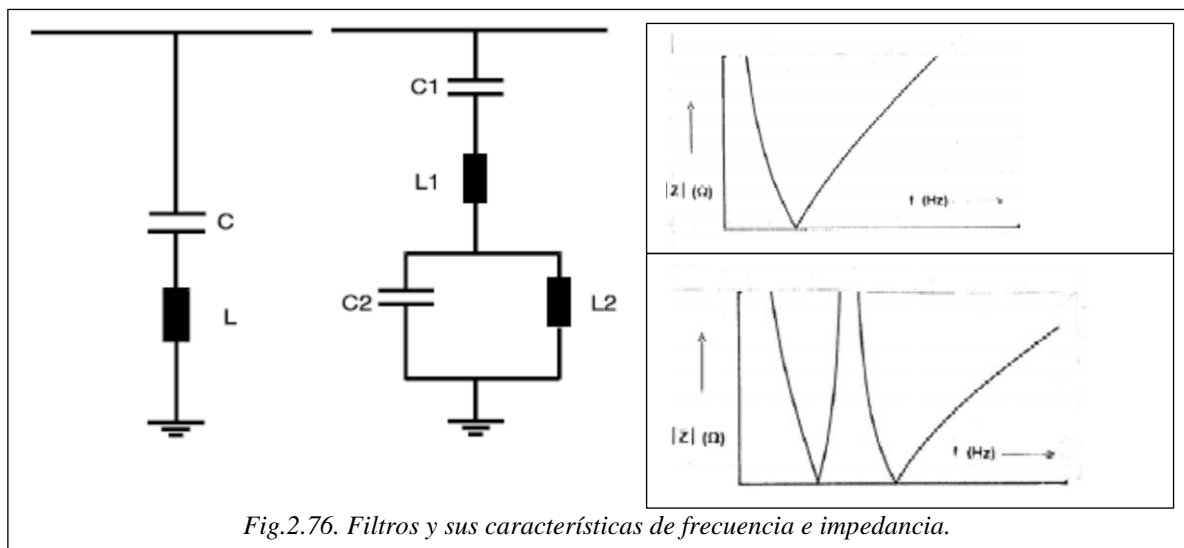


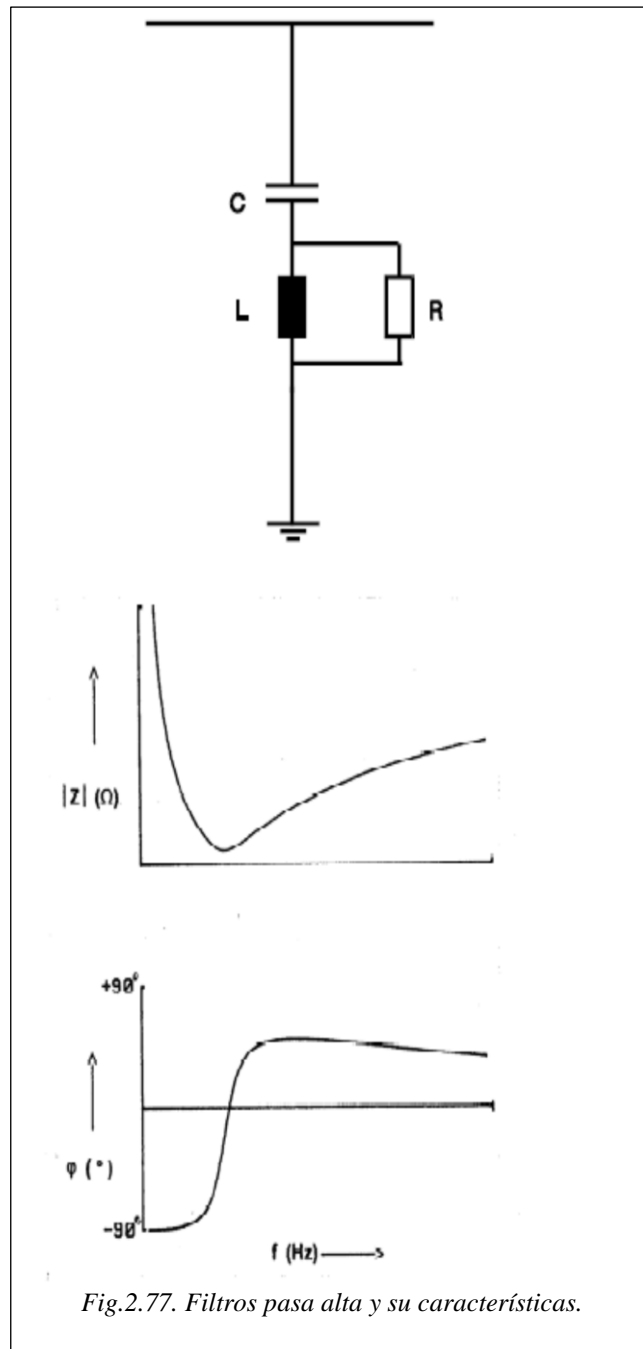
Fig.2.76. Filtros y sus características de frecuencia e impedancia.

2.9.4.2.2 Filtros de paso alto.

Estos filtros se encargan de absorber a partir de una alta frecuencia en adelante o en otras palabras, filtran todo a partir de una frecuencia determinada. Reciben el nombre de paso alto ya que permiten pasar las señales con frecuencias por debajo de la de límite y absorben las altas frecuencias.

A frecuencias cercanas a la de resonancia o que se encuentren cerca a la banda de la frecuencia de resonancia este tipo de filtro presenta una relativamente baja impedancia y por decirlo de alguna forma presenta cierta insensibilidad a una desviación en la frecuencia de diseño.

A altas frecuencias tiende a alcanzar el valor límite de impedancia la cual viene determinada por la resistencia.

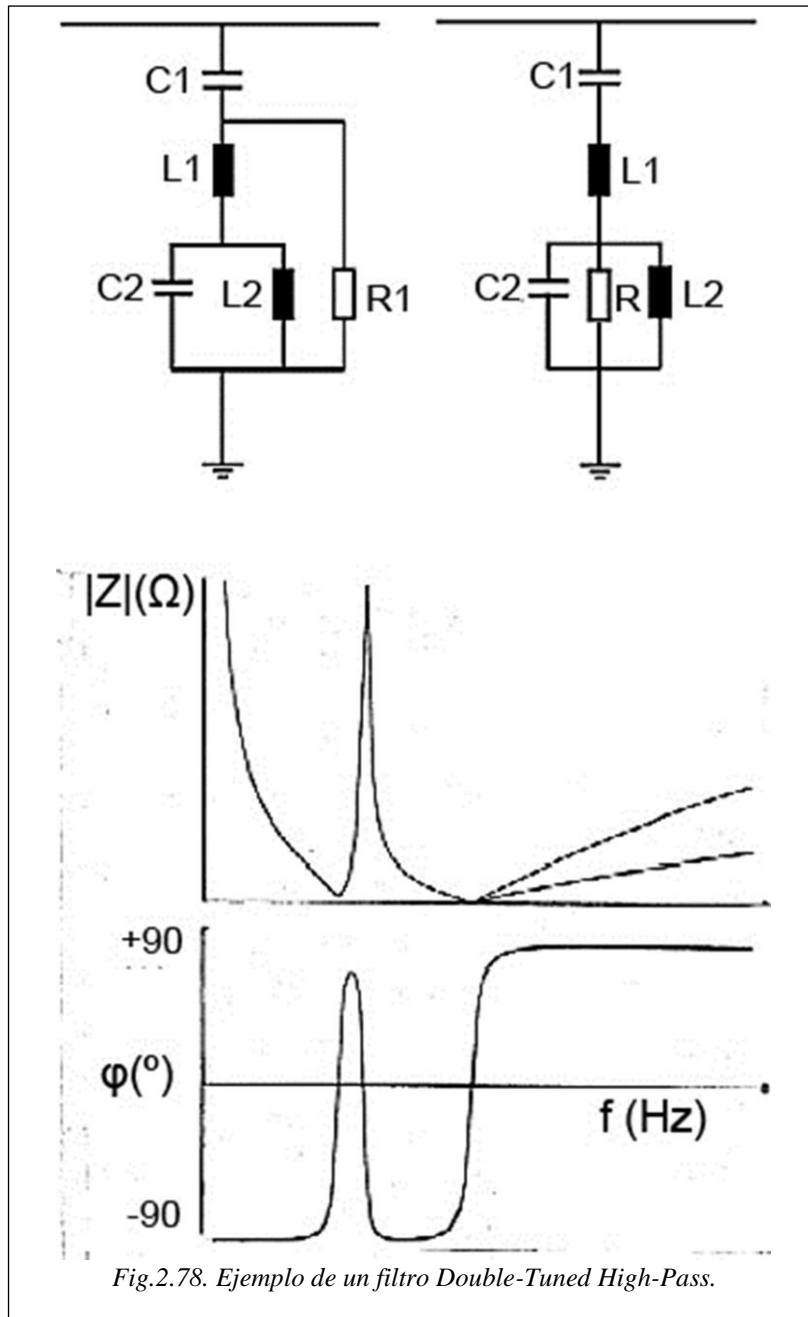


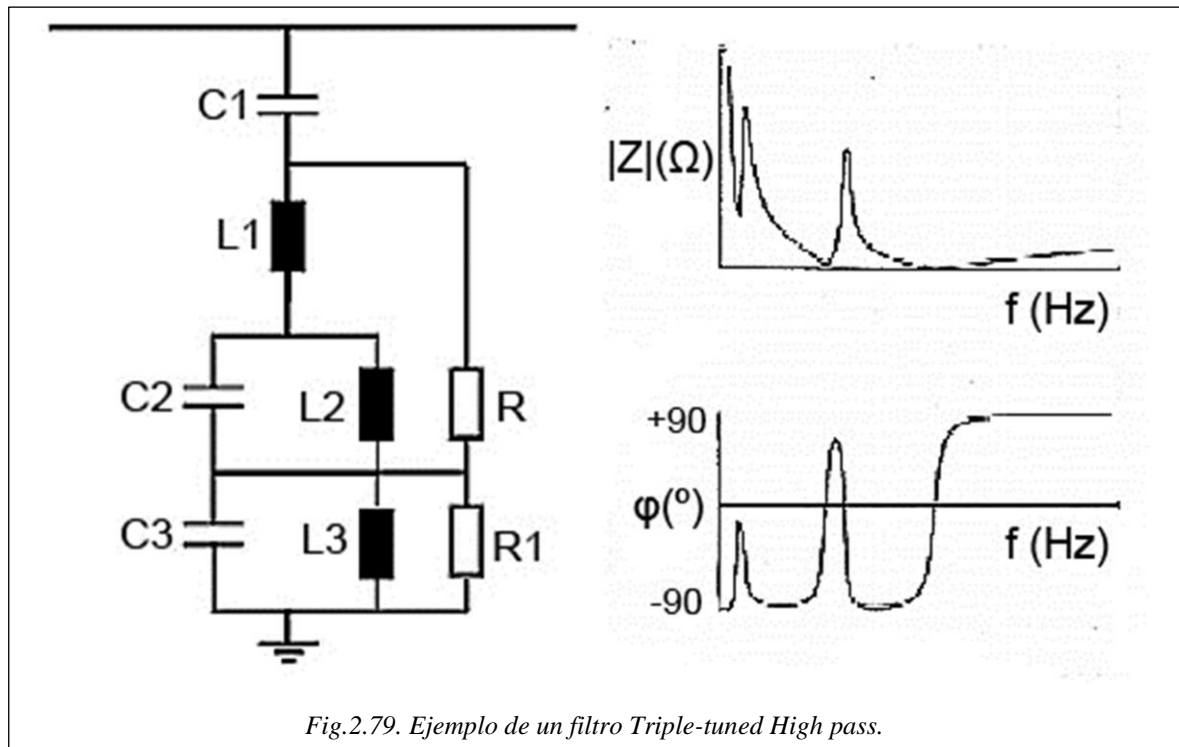
2.9.4.2.3 Multiple-Tuned High-Pass Filter.

Como se ha dicho anteriormente consisten en diseño que contenga tanto los filtros de pasa alta como los filtros determinados a una frecuencia.

La idea por tanto consiste en absorber determinadas frecuencias y a la vez estar diseñado para funcionar como un filtro pasa alta.

El comportamiento de cada filtro dependerá de su configuración y especificaciones de diseño. De esta forma podemos encontrar filtros diseñados para dos frecuencias determinadas (doble-tuned High pass filter) o tres o múltiples frecuencias y a la vez tener una frecuencia límite a la que funcionará como filtro pasa alta. Sobre decir que la frecuencia límite a la que funcionará como pasa alta tiene que ser mayor (y no estar cerca de la banda de esta frecuencia límite) que las frecuencias armónicas individuales para las que se diseñe el filtro.

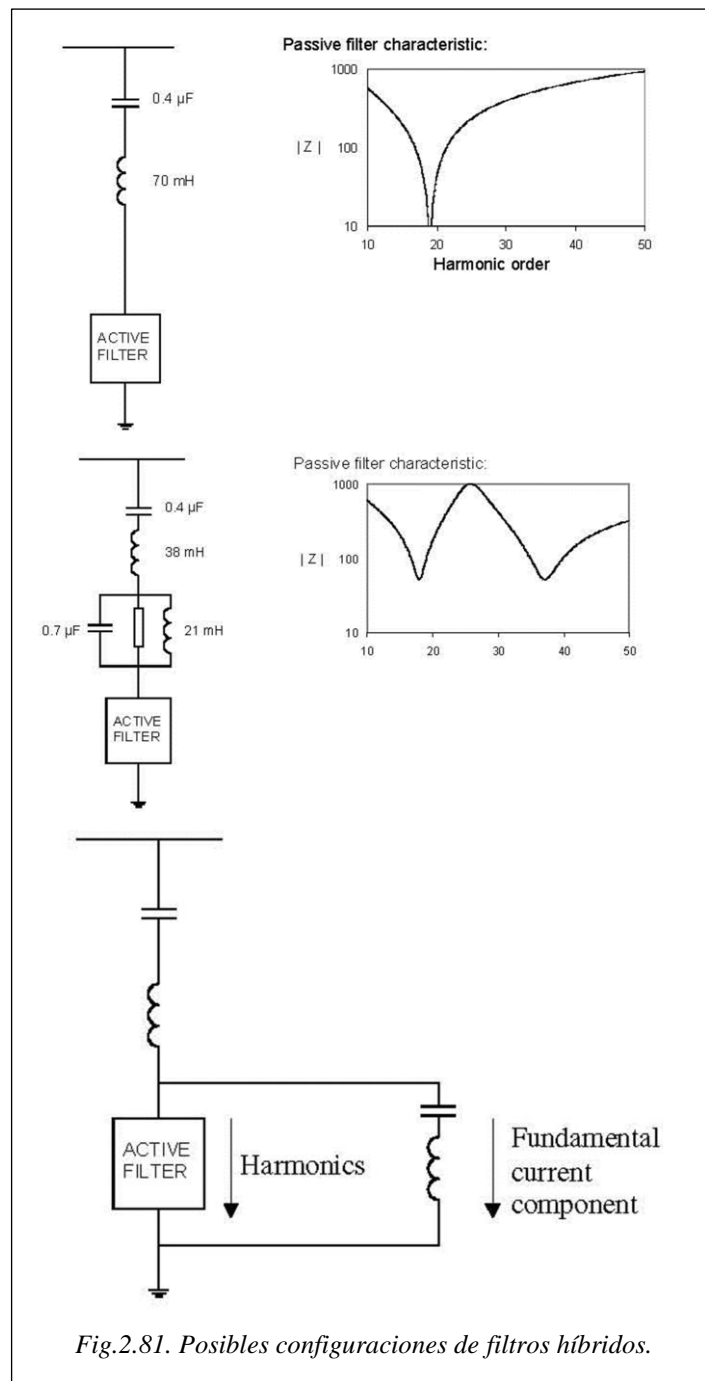




2.9.4.2.4 Filtros activos en corriente alterna.

En corriente alterna los filtros activos empleados se conectan junto con filtros pasivos formando así un filtro híbrido. Este filtro híbrido establece un nuevo concepto sobre todo a la hora de montar filtros múltiples que al emplear elementos activos como el amplificador operacional, se consigue que la impedancia de entrada sea considerada como un circuito abierto por lo que solo afectaría a la impedancia los elementos pasivos que hubiera.

Además reduce el uso de bobinas generando así menos problemas de energía reactiva y de coste adicional ya que estos elementos son costosos.



2.9.5 FILTROS DE CORRIENTE CONTINUA.

Principalmente su diseño se basa en la anulación de las interferencias que se puedan producir en las líneas telefónicas cercanas a la línea de HVDC.

Al igual que en los filtros de corriente alterna estos se conectan en paralelo con las salidas de los convertidores en este caso en el circuito de corriente continua.

2.9.5.1 Consideraciones al diseño de filtros de corriente continua.

Como hemos dicho anteriormente los filtros de corriente continua se emplean principalmente para evitar interferencias en las líneas telefónicas que puedan encontrarse cercanas. Estas interferencias se producen cuando una corriente armónica que circula por el bus de DC induce una tensión en los conductores de la línea telefónica. Esta tensión inducida se representa como U_{ind} y viene dada por la siguiente expresión.

$$U_{ind} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} (2 \cdot \pi \cdot f_n \cdot M \cdot I_n \cdot P_n)^2}$$

Dónde:

- f_n Es la frecuencia del armónico n
- M Representa la inductancia entre la línea eléctrica y la telefónica.
- I_n Es la suma vectorial de la corriente del armónico n que circula por la línea.
- P_n es un factor conocido como peso sofométrico y que viene indicado por las directivas de la CCITT (Comité Consultivo Internacional Telegráfico y Telefónico) actualmente conocido como Sector de Normalización de las Telecomunicaciones de la UIT.

f_n [Hz]	50	100	300	600	800	1000	1200	1800	2400	3000
n	1	2	6	12	16	20	24	36	48	60
P_n	0.0007	0.009	0.295	0.794	1.000	1.122	1.000	0.760	0.634	0.525
$P_n \cdot k_n$	0.00004	0.001	0.111	0.595	1.000	1.403	1.500	1.710	1.902	1.969

Fig.2.82 Valores de P_n para las distintas frecuencias.

El otro parámetro es la corriente sofométrica equivalente que alimenta la línea de DC y la cual viene dada por la siguiente expresión.

$$I_{eq} = \frac{1}{P16} \cdot \sqrt{\sum_{n=1}^{50} (K_n \cdot I_n \cdot P_n)}$$

Donde

- K_n Es la frecuencia del armónico n
- I_n Es la suma vectorial de la corriente del armónico n que circula por la línea.
- P_n es un factor conocido como peso sofométrico y que viene indicado por las directivas de la CCITT (Comité Consultivo Internacional Telegráfico y Telefónico) actualmente conocido como Sector de Normalización de las Telecomunicaciones de la UIT.
- $P16$ Es el valor número 16 del peso sofométrico

CONSIDERACIONES TÉCNICAS.

El proceso para conocer que armónico debe ser filtrado es el siguiente.

1. Primero se debe calcular el valor de la tensión inducida para los 50 armónicos y compararlo con un valor de 10mV.
2. Calcular la corriente sofométrica equivalente para todos los armónicos y compararlos con un valor de 400 mA en operación monopolar.
3. Si alguno de los dos parámetros excede lo indicado se considerará que debe eliminarse ese armónico ya que creará interferencia y por lo tanto se construirá un filtro para absorber dicha frecuencia.

Por otra parte al principio de la sección también se ha dicho que los armónicos que puedan aparecer en el bus de DC pueden poner en peligro tanto elementos del circuito como a sus usuarios para ello se deben tener en cuenta los armónicos inducidos de bajo orden.

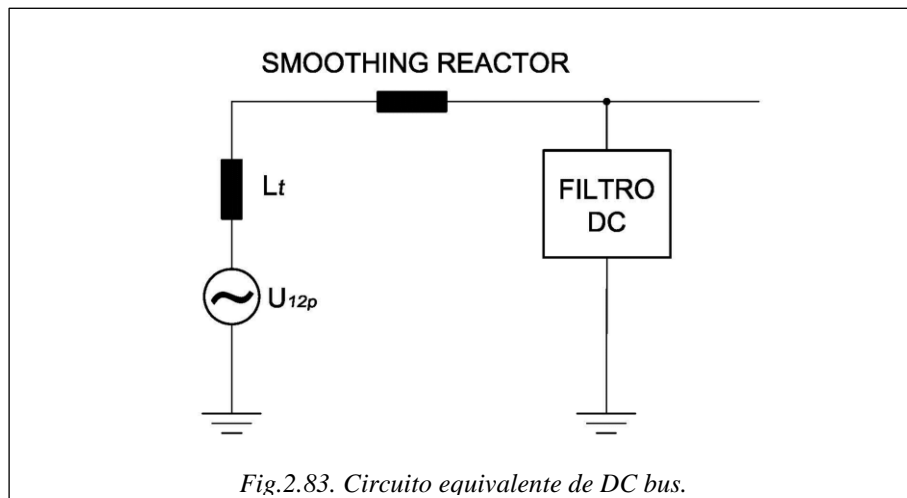
Para establecer la tensión que pueden provocar estos armónicos se emplea la siguiente expresión.

$$U_{L.o} = \sqrt{\sum_{n=1}^6 U_n^2}$$

Que no es más que la suma geométrica de los valores de tensión para cada armónico.

No existe un valor máximo estandarizado pero se considera que para frecuencias entre 50-60 Hz el voltaje debe ser inferior a 50 V.

Para conocer los voltajes de cada armónico existe un circuito equivalente que se representa a continuación.



En la figura anterior podemos definir:

- L_t como la reactancia de los devanados del transformador así como otros devanados auxiliares.
- U_{12p} la tensión del conversor de doce pulsos.

El resto del circuito tal como se puede ver corresponde con el smoothing reactor y el filtro de corriente continua.

2.9.5.2 Tipos y conexiones de filtros de DC.

Alternativamente a los filtros de AC en DC podemos encontrarnos filtros colocados en serie (siempre que sea activo) aunque preferiblemente se conectan en paralelo.

Los tipos de filtros son los mismos que los explicados en el apartado de corriente alterna por tanto existirán los sharp tuned filters así como los filtros de paso alto o los multiple tuned filters. Así mismo existe la posibilidad de emplear los filtros híbridos agregando filtros activos a los filtros pasivos.

A continuación se muestra una figura con algunas de las posibles combinaciones de filtros que se pueden instalar en corriente continua.

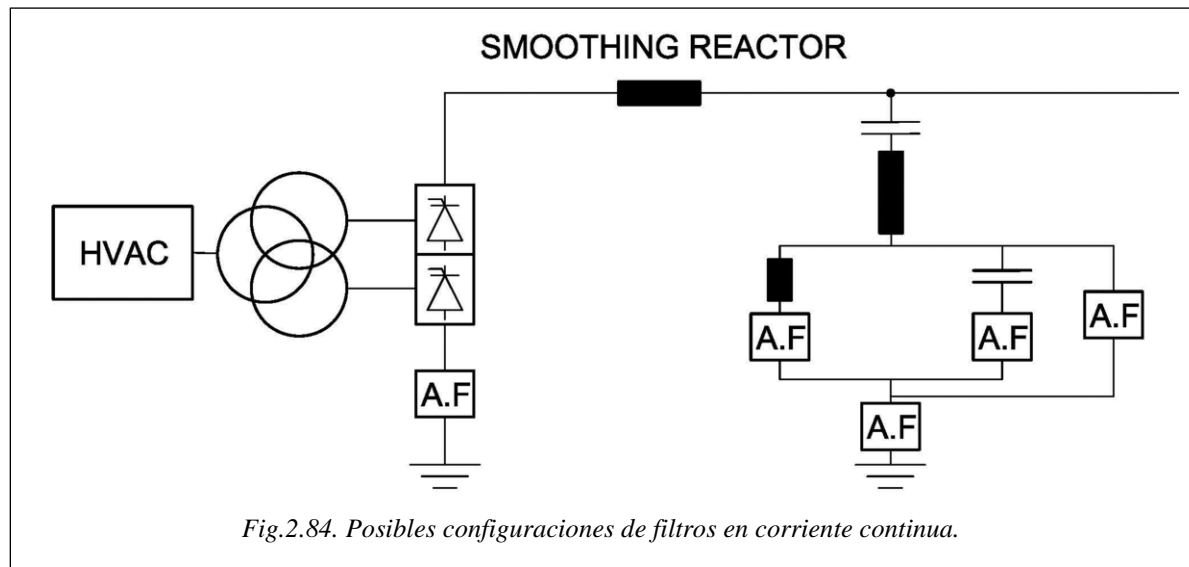


Fig.2.84. Posibles configuraciones de filtros en corriente continua.

Como se puede apreciar, se pueden intercalar filtros activos (en la figura aparecen como A.F) con el resto de filtros pasivos y generar así filtro híbridos tal y como se ha explicado anteriormente.

Esta última imagen no es más que un ejemplo de un tipo de configuración de los filtros en corriente continua, cada configuración así de los filtros que se emplearan (número y tipo) dependerán de los estudios previos y de las valoraciones que se deben hacer previamente (frecuencias a filtrar, tipo de convertidor, niveles del convertidor etc...).

En la figura anterior no se ha tenido en cuenta el filtro activo que se puede colocar directamente en serie con el bus de corriente continua ya que considero, que no son muy usuales su uso y es preferible que quede más claro el uso de los filtros más habituales dada la característica descriptiva de esta sección.

2.10 CABLES EN HVDC

Realmente, si comparamos los cables empleados en HVAC y los de HVDC las diferencias en cuanto construcción son mínimas. Donde realmente es notable la diferencia es en los fenómenos que pueden afectar a los conductores dependiendo si trabajan en corriente continua o corriente alterna.

- **La capacidad parásita** de los conductores aparece en las líneas de corriente alterna cuando se alcanza la corriente nominal a los 50km con 400 kV y a los 80 km con 220 kV. En corriente continua este problema no existe en el régimen normal de funcionamiento. Únicamente aparece cuando la línea es puesta en marcha o es desconectada. A pesar de que no influya directamente existe un problema y es que a esta capacidad le añadimos la reactancia (smoothing reactor) de los circuitos HVDC, se está formando una estructura RLC en serie, la cual al ser recorrida por armónicos que no se han filtrado, podría entrar en resonancia. Por este motivo la frecuencia de resonancia no debe coincidir con la frecuencia de red ni con el segundo armónico.
- **El efecto Skin** En corriente alterna este efecto tiene importancia y hay que tenerlo en cuenta. En corriente continua no aparece, siendo más específicos, puede aparecer en los casos en los que se filtren corrientes armónicas o en el caso de periodos transitorios que oscilen.
- **Pérdidas dieléctricas** y el envejecimiento de los aislantes y los materiales dieléctricos se produce en HVAC por el continuo cambio de polaridad al que están sometidos estos materiales. Por lo tanto en HVDC no es patente y además permite aumentar los campos eléctricos con el mismo aislante para el caso de corriente continua.
- **Corrientes de Foucault** en la armadura de los conductores, es un problema que solo se produce en HVAC, ya que se necesitan corrientes que oscilen.
- **Fuerte dependencia con la temperatura** En los cables de HVDC con respecto a los materiales aislantes.

2.10.1 TIPOS DE CABLES EMPLEADOS EN HVDC.

A continuación se exponen los conductores normalmente empleados en HVDC tanto en instalaciones aéreas, como subterráneas o submarinas.

2.10.1.1 Cable aislado en papel impregnado

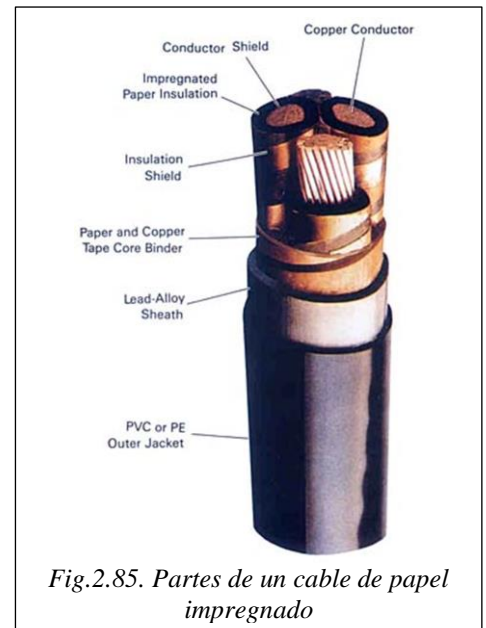
Es un cable realmente común en HVDC. Su construcción consiste en aislar por medio de capas de papel especial, el cual, está impregnado en algún tipo de fluido viscoso dieléctrico como pueden ser aceites minerales u otros. Excepto un defecto en las capas aislantes de papel, no suele presentar problemas. Se han sumergido cables de este tipo a más de 500 metros y no han surgido problemas.

Además es de los primeros cables en ser empleados y se han ido mejorando sus propiedades tal y como refleja la siguiente tabla.

Nº.	Año	Potencia por conductor [MW]	Vn [kV]	Espesor aislamiento [mm]	Sección [mm ²]	In [A]	δ [A/mm ²]	l [km]
1	1954	20	100	7.0	90	200	2.2	100
2	1961	80	100	9.0	390	800	2.1	51
3	1965	100	200	11.8	420	500	1.2	119
4	1969	156	260	18.5	400	600	1.5	27
5	1976	250	250	16.0	800	1000	1.25	125
6	1986	250	270	12.3	900	925	1.03	50
7	1989	500	400	17.5	1200	1250	1.04	200
8	1994	600	450	19.0	1600	1333	0.83	250

Los números de la primera columna hacen referencia a:

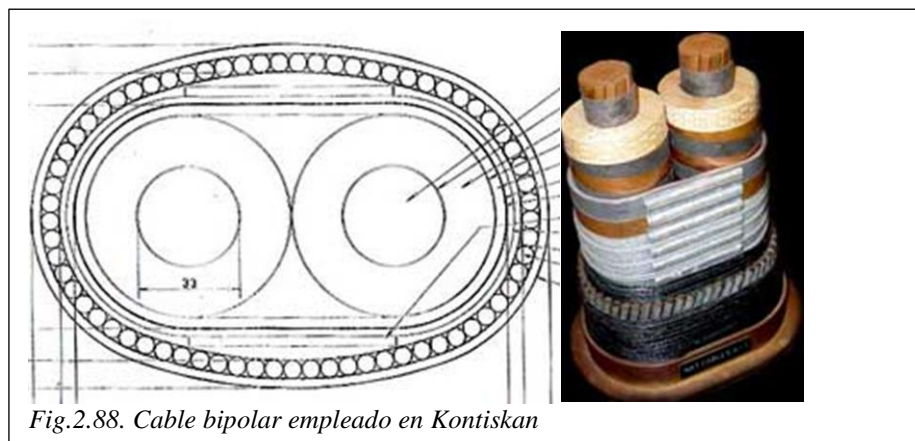
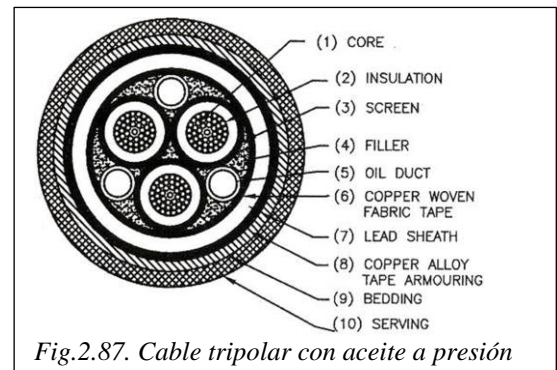
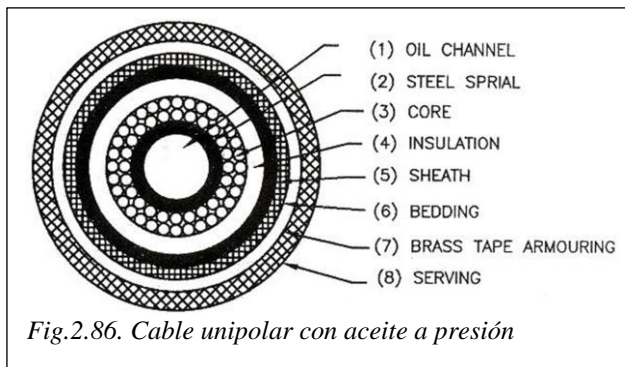
1. Sweden - Gotland I (20 MW)
2. England - France I (160 MW)
3. Sardinia - Italy I (200 MW)
4. Vancouver I (312 MW)
5. Skagerrak I (500 MW)
6. England - France II (2000 MW)
7. Fenno-Skan (Finland-Sweden) (500 MW)
8. Baltic Cable (Sweden-Germany) (600 MW)



2.10.1.2 Cable relleno de aceite dieléctrico.

Se trata del mismo concepto que el anterior más que sustituyendo el papel impregnado por aceite presurizado por dos bombas controladas que se encuentran a cada extremo. Este sistema permite aumentar la rigidez dieléctrica además de facilitar la transferencia de calor del núcleo conductor. Se consideran voltajes de ± 600 kV viables para este tipo de conductor.

Un problema destacable es que la transferencia de calor está directamente relacionada con la presurización y el volumen de aceite, por eso en la conexión del canal de la mancha, en la parte inglesa se realizaron 3 tramos de unos 18 km que era la medida en la que se podía asegurar el control del volumen de aceite. Para solucionar esto se creó un cable de doble núcleo empleando aislamiento por aceite de manera que al transportar cada núcleo la mitad de la corriente era más fácil mantenerlo refrigerado. Se empleó en la instalación de Kontiskan HVDC cable link en 1965 y según el fabricante es capaz de transportar 600 MW a 400 kV, su densidad de corriente es 0.94 A/mm^2 y se puede sumergir a 150m de profundidad.



2.10.1.3 Cables con aislantes plásticos.

Aparecen en la década de los setenta, cuando se hace posible extruir el aislante plástico para conductores de gran voltaje.

Usualmente este tipo de conductores se han empleado en distribuciones subterráneas de corriente alterna son la única limitación de la capacidad y la temperatura.

En corriente continua se comienzan a emplear estos conductores ya que al parecer tenían problemas en la distribución del campo eléctrico con el dieléctrico, lo que puede producir fallas.

El materia dieléctrico principalmente suele ser polietileno , policloruro de vinilo (PVC). Y polipropileno XLPE.

A continuación se expone una tabla en la que se pueden observar los rangos de trabajo de un cable de XLPE

Area	Ampacity		80 kV cable bipole				150 kV cable bipole				300 kV cable bipole			
Con- ductor	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.
mm ²	A	A	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm
95	282	338	45	54	4.7	42	85	101	8.5	60	169	203	15	90
120	323	387	52	62	5.5	44	97	116	9.4	61	194	232	16	91
150	363	436	58	70	6.7	47	109	131	10	63	218	262	17	93
185	411	496	66	79	7.4	49	123	149	11	64	247	298	18	95
240	478	580	76	93	8.4	52	143	174	12	67	287	348	20	99
300	544	662	87	106	9.4	56	163	199	13	69	326	397	22	102
400	626	765	100	122	11	61	188	230	16	75	376	459	24	105
500	722	887	116	142	13	66	217	266	18	78	433	532	26	108
630	835	1030	134	165	15	71	251	309	21	83	501	618	30	114
800	960	1187	154	190	17	76	288	356	24	88	576	712	33	118
1000	1092	1355	175	217	21	81	328	407	26	96	655	813	37	122
1200	1188	1474	190	236	24	85	356	442	29	100	713	884	40	126
1400	1297	1614	208	258	27	89	389	484	32	103	778	968	43	130
1600	1397	1745	224	279	30	92	419	524	35	107	838	1 047	47	133
1800	1490	1860	238	298	32	96	447	558	38	110	894	1 116	50	137
2000	1589	1987	254	318	35	99	477	596	41	113	953	1 192	53	140
2200	1676	2086	268	334	40	103	503	626	45	118	1 006	1252	58	145
2400	1764	2198	282	352	42	106	529	659	48	121	1 058	1319	61	148
2600	1848	2307	296	369	45	109	554	692	51	123	1 109	1384	63	150
2800	1927	2401	308	384	48	111	578	720	54	126	1 156	1441	67	152
3000	2007	2512	321	402	50	114	602	754	57	128	1 204	1 507	70	155

Fig.2.89. Tabla de conductores aislados de xlpe con núcleo de cobre.

2.10.1.4 Cable aislado en gas a presión.

Uno de los problemas que pueden presentar los cables aislado en papel impregnado es que en el aislante se forman cavidades que reduzcan la rigidez dieléctrica a través de pequeñas descargas. Introducir gas presurizado, igual que se hace con el aceite dieléctrico, evita este tipo de problemas.

Es un cable que solo se ha utilizado, sumergido, en el estrecho de Cook en nueva Zelanda, no se conocen proyectos más modernos donde se hallan empleado.

2.10.1.5 Conductores aluminio acero ACSR.

Son conductores normalmente empleados en las líneas de aéreas de corriente alterna, de esta forma también son empleados en el caso de líneas aéreas de HVDC aunque no es habitual. Se trata de conductores de aluminio con alma de acero hueca y que según la norma UNE 21018 sus propiedades son las siguientes.

DENOMINACION	EQUIVALENCIA COBRE mm ²	COMPOSICION				SECCION		DIAMETRO		CARGA DE	RESIST.	PESO APROX. DEL CABLE		
		ALUMINIO		ACERO		mm ²		EXT. APROX. mm		ROTURA	ELECT. MAX	kg/km		
		n	Diam. (mm)	n	Diam. (mm)	Aluminio	Total	Total	Alma	kgf		Total	Aluminio	Acero
LA 30	16,9	6	2,38	1	2,38	26,69	31,14	7,14	2,38	1.010	1,0750	107,9	73,2	34,7
LA 56	29,7	6	3,15	1	3,15	46,76	54,55	9,45	3,15	1.670	0,6137	189,0	128,2	60,8
LA 78	42,7	6	3,78	1	3,78	67,33	78,55	11,34	3,78	2.360	0,4261	272,1	184,6	87,5
LA 110	59,4	30	2,00	7	2,00	94,25	116,24	14,00	6,00	4.400	0,3066	432,5	260,2	172,3
LA 145	75,1	30	2,25	7	2,25	119,28	147,11	15,75	6,75	5.520	0,2423	547,3	329,2	218,1
LA 180	92,7	30	2,50	7	2,50	147,26	181,62	17,50	7,50	6.520	0,1962	675,7	406,5	269,2
LA 280	151,9	26	3,44	7	2,68	241,65	281,13	21,80	8,04	8.620	0,1198	975,9	666,5	309,4
LA 380	212,3	54	2,82	7	2,82	337,27	380,99	25,38	8,46	10.870	0,0857	1.274,0	931,4	342,6
LA 455	253,3	54	3,08	7	3,08	402,33	454,49	27,72	9,24	12.650	0,0718	1.519,7	111,0	408,7
LA 545	305,1	54	3,38	7	3,38	484,53	547,33	30,42	10,14	15.150	0,0597	1.830,2	1.338,0	492,2
LA 635	355,7	54	3,65	10	2,19	565,03	636,60	32,85	10,95	17.850	0,0512	2.128,6	1.560,4	568,2

Fig.2.90 Conductores aluminio acero ACSR según UNE 21018.

2.10.1.6 Conductores ACSS.

Son conductores de aluminio soportados por un núcleo compuesto por alambres de acero, con la particularidad de que los alambres de aluminio están recocidos previamente.

La carga de rotura de los ACSS es aportada fundamentalmente del acero. Los ACSS pueden trabajar en continuo hasta 250°C (85°C máximo para los ACSR), donde la única limitación térmica viene dada por los materiales del recubrimiento de protección del alma de acero (mischmetal ó aleación de aluminio). Además este recubrimiento proporciona una excelente protección frente a la corrosión.

ACSS/TW CONDUCTOR DE ALUMINIO DE FORMA TRAPEZOIDAL SOPORTADO POR ACERO CABLEADO EN CAPAS CONCÉNTRICAS ÁREA EQUIVALENTE ASTM B857

Denominación (1)	Tamaño		N. Alambres	N. Capas	Formación	Diámetro	Factor	Resistencia Eléctrica (2)				GMR (3)	Reactancia (4)							
	AWG o Kcmil	mm ²						Alum.	Alum.	Alum.	Equivalente (mm.)		Relleno	Ohms/km				(cm)	Inductiva ohm.km (60Hz)	Capacitiva mgohm.km (60Hz)
														DC@20C	AC@25C	AC@75C	AC@200C			
FLUCKER ACSS TW	477	242	18	2	7, 11	4,14	91,3	0,1138	0,1167	0,1403	0,1993	0,79	0,2295	0,1966						
HAWK ACSS TW	477	242	18	2	7, 11	4,13	91,3	0,1134	0,1163	0,1398	0,1987	0,81	0,2280	0,1956						
PARAKEET ACSS TW	556,5	282	18	2	7, 11	4,47	92,0	0,0975	0,1002	0,1204	0,1709	0,85	0,2248	0,1924						
DOVE ACSS TW	556,5	282	20	2	8, 12	4,24	91,8	0,0972	0,0998	0,1199	0,1704	0,88	0,2230	0,1913						
ROCK ACSS TW	636	322	18	2	7, 11	4,77	92,6	0,0853	0,0878	0,1055	0,1497	0,91	0,2208	0,1887						
GROBEAK ACSS TW	636	322	20	2	8, 12	4,53	92,0	0,0851	0,0875	0,1051	0,1492	0,94	0,2189	0,1876						
TERN ACSS TW	795	403	17	2	6, 11	5,49	93,5	0,0687	0,0713	0,0854	0,1208	0,96	0,2173	0,1844						
PUFFIN ACSS TW	795	403	21	2	8, 13	4,94	93,5	0,0684	0,0708	0,0849	0,1202	1,00	0,2150	0,1832						
CONDOR ACSS TW	795	403	21	2	8, 13	4,94	93,0	0,0683	0,0706	0,0846	0,1199	1,02	0,2137	0,1824						
DRAKE ACSS TW	795	403	20	2	8, 12	5,06	93,1	0,0681	0,0703	0,0843	0,1195	1,04	0,2122	0,1815						
PHOENIX ACSS TW	954	483	30	3	6, 10, 14	4,53	92,9	0,0576	0,0603	0,0720	0,1016	1,04	0,2120	0,1796						
RAIL ACSS TW	954	483	32	3	7, 11, 14	4,39	92,2	0,0575	0,0601	0,0718	0,1014	1,07	0,2107	0,1788						
CARDINAL ACSS TW	954	483	21	2	8, 13	5,41	93,9	0,0569	0,0591	0,0767	0,1001	1,11	0,2082	0,1774						
SNOWBIRD ACSS TW	1033,5	524	30	3	6, 10, 14	4,71	92,5	0,0532	0,0559	0,0721	0,0939	1,09	0,2094	0,1772						
ORTOLAN ACSS TW	1033,5	524	33	3	7, 11, 15	4,50	92,5	0,0531	0,0557	0,0719	0,0937	1,11	0,2083	0,1766						
CURLEW ACSS TW	1033,5	524	21	2	8, 13	5,64	93,7	0,0525	0,0548	0,0709	0,0925	1,16	0,2056	0,1751						
AVOCET ACSS TW	1113	564	30	3	6, 10, 14	4,89	93	0,0494	0,0521	0,0671	0,0874	1,13	0,2072	0,1752						
BLUEJAY ACSS TW	1113	564	33	3	7, 11, 15	4,67	92,7	0,0493	0,0519	0,0669	0,0872	1,15	0,2060	0,1745						
FINCH ACSS TW	1113	564	39	3	9, 13, 17	4,29	91,9	0,0491	0,0513	0,0664	0,0865	1,22	0,2024	0,1725						
OSBIRD ACSS TW	1192,5	604	30	3	6, 10, 14	5,06	93,2	0,0461	0,0489	0,0628	0,0817	1,17	0,2051	0,1733						



Fig.2.91. Conductores ACSS de ECN Cable group.

2.10.2 PROBLEMAS A LA HORA DE OPERAR CON CABLES HVDC

Los problemas que aparecen al emplear altas corrientes continuas y altas tensiones proporcionan información sobre cuáles serán las medidas de seguridad y protección necesarias en este tipo de instalaciones.

2.10.2.1 Excitación del conductor.

La puesta en marcha de una instalación HVDC requiere que se comience excitando el sistema de forma escalonada para evitar oscilaciones en los convertidores lo que, como se ha explicado previamente, podría generar frecuencias de resonancia que podrían poner en peligro la integridad de la instalación.

Esto último se debe a que al ponerse en marcha de forma escalonada aparece una capacidad parasita en los conductores que si se excita correctamente puede ser de 0.3-0.4 $\mu\text{F}/\text{km}$, que es, una capacidad perfectamente asumible. Una forma de excitarlo de forma correcta sería como se realizó en la instalación de Baltic Cable HVDC en el que se comenzó a aumentar el voltaje cada 100 ms hasta alcanzar la tensión nominal de 450 kV.

2.10.2.2 Cambios en la dirección del flujo de potencia.

Una de las características de las instalaciones HVDC es la capacidad para cambiar la dirección de la corriente y entregar energía donde antes se absorbía. El sistema empleado para conseguir esto consiste en cambiar la polaridad del voltaje obteniendo así un cambio en la dirección de la potencia.

El problema aparece si intentamos variar de una manera rápida la polaridad, pudiendo generar oscilaciones y periodos transitorios indeseables.

La solución, como en la puesta en marcha, es realizar el proceso de forma escalonada o progresiva para ello se realizan tres fases:

1. Se reduce la potencia progresivamente hasta un valor de un 40% sobre el valor nominal, llegados a este valor se debe esperar a que se estabilice el sistema.
2. Una vez estabilizado el sistema se procede a cambiar la polaridad del voltaje.
3. Por último se incrementa el valor de la corriente y el voltaje de forma simultánea hasta los valores establecidos.

Emplear este sistema implica proteger frente al efecto de reducción de corriente, prevenir posibles descargas parciales en el conductor y mantener aproximadamente la demanda de potencia reactiva en la red de corriente alterna (evitar picos o descensos muy bruscos).

2.10.2.3 Efecto de reducción de corriente

Los cables aislados en papel impregnado así como los de aceite a presión han demostrado tener una gran durabilidad a lo largo del tiempo, considerándose que pueden trabajar en régimen continuo durante horas.

Recientemente se ha descubierto que, si se reduce drásticamente la corriente, la presión en el conductor se reduce generando cavidades en el aislante lo que puede generar descargas peligrosas incluso perforar el dieléctrico por la zona debilitada.

Para remediar esto se aplica un protocolo conocido como *Cable-dependent control* que consiste en que, si por el motivo que sea (cambios en la dirección de la corriente, reducciones de potencia entregada etc...) se necesita reducir la corriente se realice de la siguiente forma:

1. Reducir la potencia mediante la reducción de un 20% de la tensión nominal
2. De forma gradual ir reduciendo la corriente al mismo tiempo que se aumenta el voltaje hasta alcanzar el valor nominal.

Llevar acabo de esta forma la reducción de la corriente se puede realizar controlando el ángulo de los tiristores. Además como ya se ha comentado, al reducir la corriente aparecen capacidades parásitas en el conductor, pero como estamos controlando el ángulo de disparo esta energía reactiva que aparece puede ser compensada por el exceso de energía reactiva que necesitaría el convertidor al incrementar su ángulo de disparo

2.11 APARAMENTA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.

Lo definiremos como todos aquellos elementos que son precisos para la conmutación, interrupción o protección de los circuitos, tanto de corriente continua como de corriente alterna.

Debemos diferenciar entre la aparamenta que se emplea en el lado de corriente continua o en el lado de alterna, si bien las funciones son parecidas en un lado o al otro del convertidor, las características propias de cada elemento van a variar. Por ello definiremos los empleados en corriente alterna por un lado y los de corriente continua por otro.

Así mismo en este apartado se expondrán algunas nociones sobre interruptores y protecciones, pero, existirán otros apartados más específicos sobre las protecciones que se emplean sus funciones y características así como los tipos de fallas que se pueden dar.

2.11.1 APARAMENTA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.

Representa la unión entre las posiciones de corriente alterna y los convertidores y proveer de las funciones necesarias de conmutar distintos elementos abrir o cerrar el circuito así como protegerlo de posibles sobre tensiones o sobre intensidades.

Las principales funciones vistas de una forma más específica son;

- **Operaciones de maniobra.** Básicamente representa los cambios de embarrados, las conmutaciones a tierra de una posición así como conmutar entre posiciones o abrir una de ellas en caso de mantenimiento etc.
- **Operaciones de conmutación como parte de las operaciones de regulación y control.** Representan la conmutación de los filtros de corriente alterna las baterías de condensadores para la compensación de la energía reactiva y las maniobras propias de la puesta en marcha de la instalación o de su desconexión. Estas maniobras se suelen realizar de forma automática en función de unos requerimientos límite previamente definidos por los que entraría en funcionamiento. Así pues que se conecten o se desconecten los filtros o las baterías de condensadores se realiza de forma automática.
- **Protecciones.** Al igual que una instalación de corriente alterna se disponen de elementos de protecciones tales como interruptores o seccionadores capaces de abrir el circuito en caso de la aparición de un cortocircuito. Estas fallas pueden producirse en la línea de entrada o de salida de corriente alterna, en los transformadores, en los filtros o baterías de condensadores. En contraste en el bus de corriente continua no existen estas protecciones donde las labores de protección recae sobre el control de los convertidores a través del control de los elementos semiconductores. Aun así el tema de las protecciones se expondrá de forma más extendida en una sección propia. En este apartado solo debemos tener en cuenta que en caso de una falla en el lado de continua, los interruptores de alterna no deben abrirse para facilitar así que el sistema se recupere antes.

2.11.1.1 Características y dimensionamiento.

Los interruptores se deben dimensionar para soportar corrientes por encima de la de cortocircuito de la red.

Se debe tener en cuenta que estos interruptores no pueden ser abiertos mientras el convertidor esté funcionando. Para poder abrir el circuito previamente se debe regular el convertidor y dejarlo en *bypass*. Por tanto además hay que proteger frente a aperturas indeseadas de los interruptores de AC durante la operación normal del convertidor. Esto se realiza de forma que la señal que provoca que los interruptores se disparen sea previamente analizada y provoque el paso a *bypass* del convertidor.

En el caso de los filtros así como de las baterías de condensadores hay que tener en cuenta la posibilidad de que se produzca un aumento de tensión debido a un deslastre de cargas y si los filtros y las baterías de condensadores se encuentran conectados, la tensión puede aumentar mucho pudiendo ser peligrosa en extremo. Por ello se debe diseñar los interruptores para que se disparen en esta situación evitando que se inyecte a la red energía de tipo capacitivo agravando el problema.

La topología y el cálculo de los interruptores y seccionadores, dependerá, de la misma forma que en una subestación de corriente alterna, del número de posiciones, del tipo de configuración y de la potencia así como del número de salidas.

2.11.2 APARAMENTA DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA.

Prácticamente las funciones de los seccionadores y conmutadores son las mismas que en AC la única diferencia es que aquí no se precisan de interruptores que protejan el circuito ya que esa función recaerá sobre los propios convertidores.

Otra peculiaridad es que en el caso de una configuración back to back no se requiere de aparamenta de maniobra ya que se pueden realizar las maniobras con la aparamenta de AC.

A continuación se muestran las distintas funciones y un esquema que sirva de ejemplo para ilustrar mejor las funciones y la topología de la aparamenta de maniobra en el lado de corriente continua.

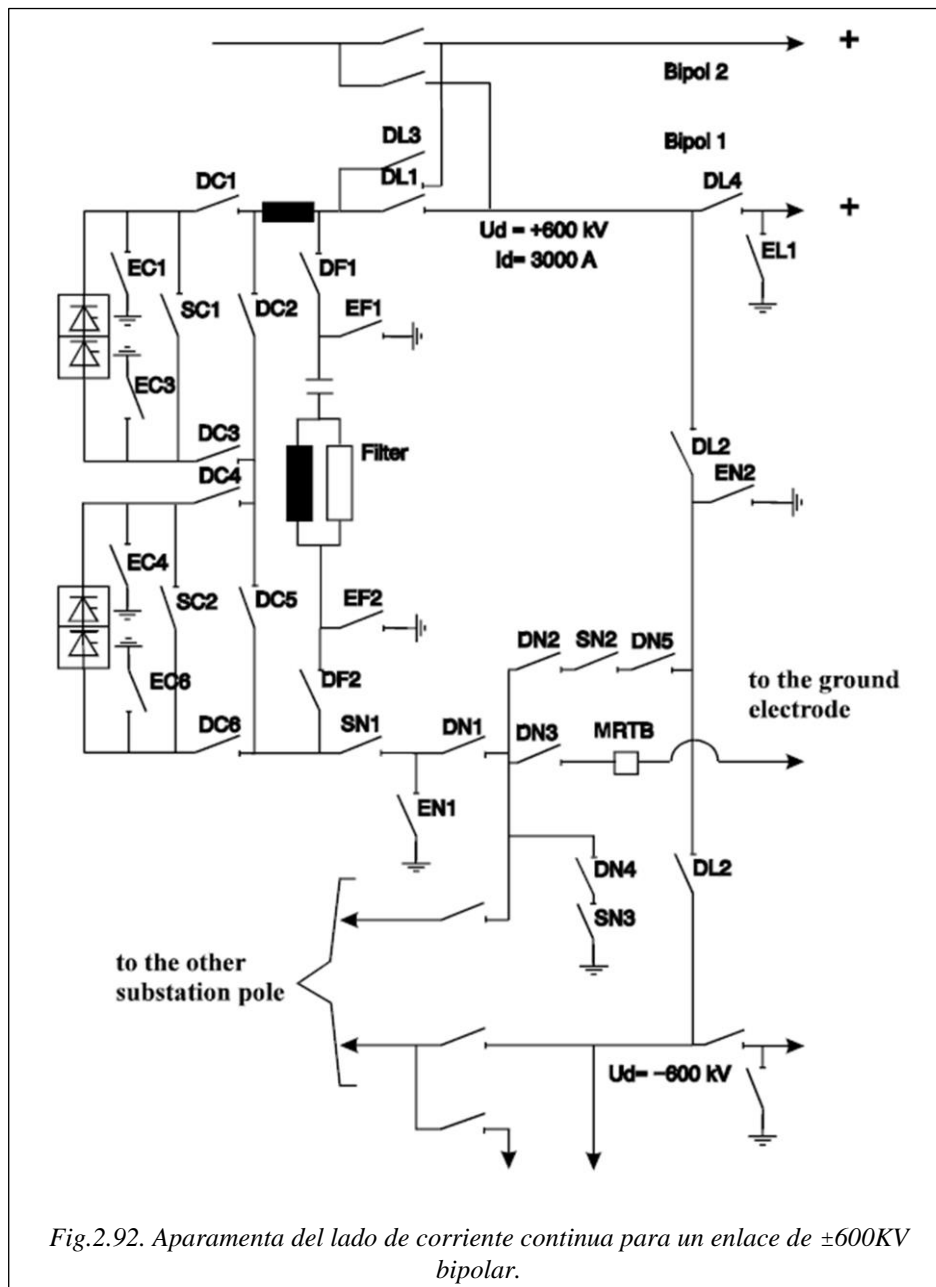


Fig.2.92. Aparamenta del lado de corriente continua para un enlace de $\pm 600\text{KV}$ bipolar.

A continuación se enuncian el significado del primer carácter en función del tipo de dispositivo.

- Seccionador (Disconnecter) D
- Conmutador de puesta a tierra (Earthing switch) E
- Conmutador (Commutation switch) S
- Interruptor (Circuit breaker) B

En cuanto a la función se declara en el segundo carácter:

- De línea (Transmission line) L
- Conversor (Converter) C
- Filtros (DC filter circuits) F
- Neutral bus N

El tercer carácter se debe a la numeración propia de cada elemento.

Anteriormente se ha explicado que en determinadas ocasiones es necesario realizar un cambio para que el conversor pase a bypass. Refiriéndonos al esquema anterior podemos enumerar las acciones necesarias para llevar al conversor a bypass.

El objetivo es poder desconectar el conversor de la línea de corriente continua siempre por supuesto cuando el conversor se regule para trabajar en *zero operation* (voltaje cero a la salida) a través de regular el ángulo de disparo, para ello primero debemos realizar un cortocircuito a la salida del conversor (bypass), para ello cerramos SC1. Una vez cerrado podemos abrir DC1 y DC3 lo que nos permite abrir DC2 quedando así desconectado el conversor de la línea principal.

Así mismo para conectar el proceso es totalmente inverso. Primero debemos cerrar DC2 después DC1 Y DC3 y por último abrir SC1.

Los conmutadores a tierra tienen la función de conectar con el potencial de referencia (conectar a tierra) la línea, esto es útil sobre todo cuando una posición se encuentra desconectada donde se pueden inducir corrientes debidas a los armónicos de la línea vecina que está en funcionamiento.

En el esquema anterior solo aparece una protección y es el MRTB (*metallic return transfer breaker*), esta protección se encarga de separar el retorno metálico del resto del circuito en caso de que exista un flujo de corriente elevada por este.

2.11.2.1 Características de la aparamenta de maniobra de DC.

A continuación se muestran las características más esenciales propias de estos elementos y que son:

Características de corriente.

- En régimen estacionario (nominal)
- Corriente de cortocircuito.
- Corriente de desconexión en AC y DC

Características de tensión.

- Valor nominal de tensión.
- Tensión más elevada.
- Nivel de aislamiento.

Otras características.

- Número de ciclos máximos
- Tiempo de conexión/desconexión.

2.12 Electrodo de puesta a tierra.

Así como en cualquier instalación de alta tensión de corriente alterna, en HVDC también es necesario tener un voltaje de referencia como base para la coordinación de aislamiento así como para proteger ante sobretensiones. En un enlace bipolar es necesario conectar el punto neutro a la malla de tierra así como conectar el neutro del transformador. En ambos casos, ya que el sistema trifásico nunca está totalmente equilibrado y en el caso de un enlace bipolar de DC las dos líneas tampoco están equilibradas al 100%, siempre están circulando corrientes desde el punto neutro y el neutro hacia tierra. Esto provoca un riesgo de corrosión en la malla o electrodo así como en tubos y otros elementos que conforman la puesta a tierra.

La conexión entre el punto neutro de la línea de corriente continua y el electrodo se suele realizar a una distancia de entre 50 y 100km.

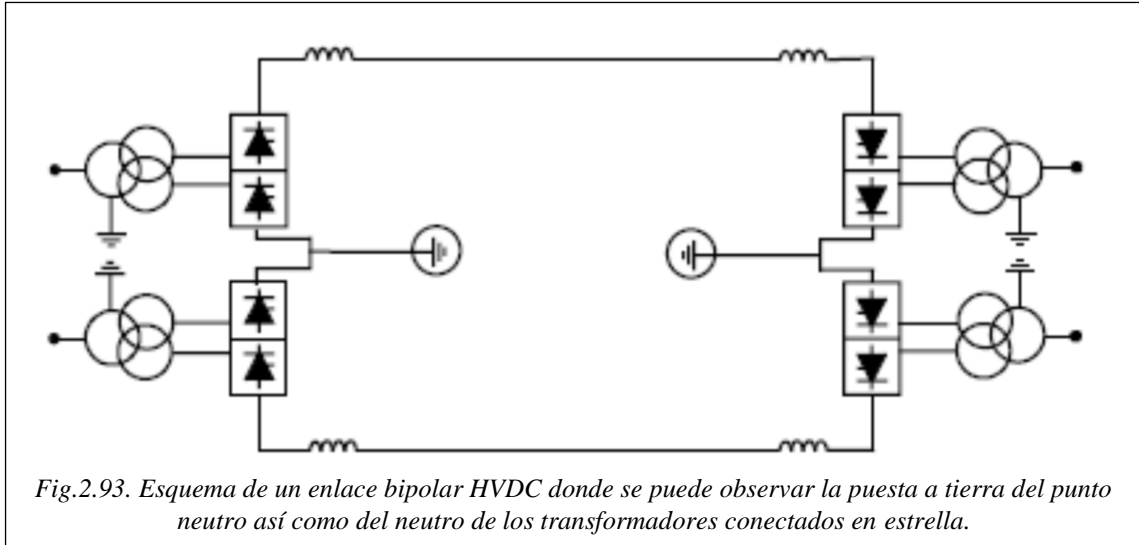


Fig.2.93. Esquema de un enlace bipolar HVDC donde se puede observar la puesta a tierra del punto neutro así como del neutro de los transformadores conectados en estrella.

2.12.1 ELECTRODOS EN REGIMEN CONTINUO.

Por otro lado, en el caso de un enlace monopolar, donde el retorno se realiza por medio de tierra, el electrodo estará atravesado por la corriente nominal. Esto puede provocar que el terreno atravesado por la corriente pueda sobrecalentarse y sufrir el fenómeno de ósmosis lo que dañaría el terreno irreversiblemente.

Además en este caso se debe diseñar de forma que no suponga un riesgo para animales o personas que se encuentren cerca así como evitar interferencias en instalaciones de telecomunicaciones o sistemas de control de las protecciones.

En el caso del enlace monopolar los materiales así como el diseño de cada electrodo variarán en función de la dirección de la corriente ya que uno funcionara como ánodo y otro como cátodo. La vida media de los electrodos es de treinta años.

2.12.2 ELECTRODOS EN REGIMEN TEMPORAL.

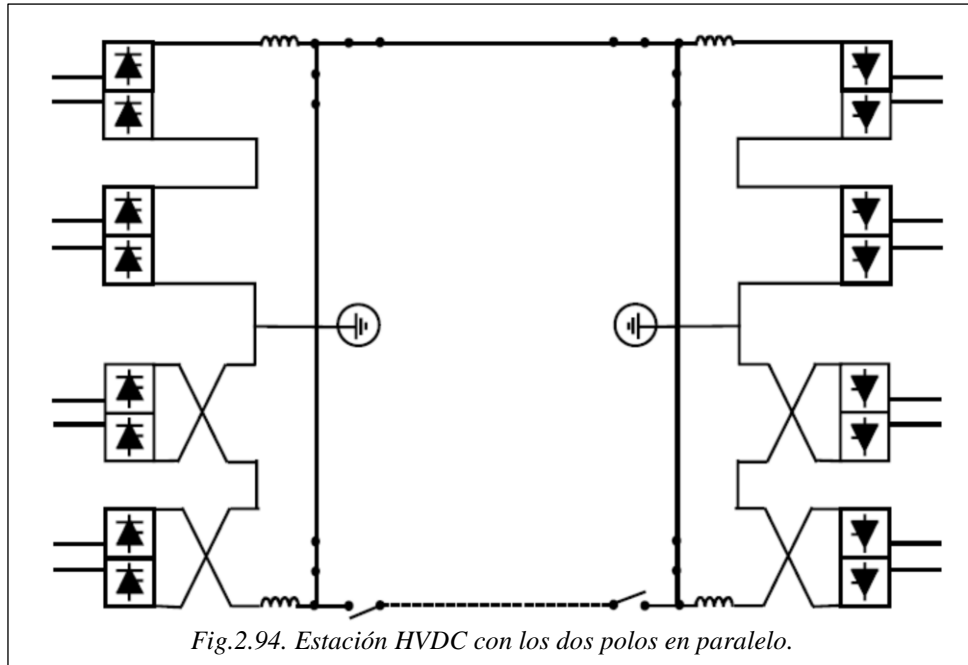
Se puede dar el caso de que en un enlace bipolar uno de los polos deje de funcionar y por lo tanto pase a trabajar como enlace monopolar empleando el retorno por tierra y a mitad de potencia o en caso de poseer retorno metálico puede mantener el régimen de trabajo habitual manteniendo uno de los polos por tierra.

En este caso como la dirección de la corriente no es fija (puede circular en uno u otro sentido en función de la configuración) los electrodos deben ser diseñados para trabajar ambos como ánodo y cátodo.

Este régimen de trabajo está regulado por normas medioambientales en los que imponen una máxima duración en la que puede permanecer trabajando como enlace monopolar.

2.12.3 FUNCIONAMIENTO DE LOS ELECTRODOS FRENTE A SOBRECARGAS.

En el caso de que uno de los polos sea desactivado y se conecten los dos polos en paralelo o en el caso de un enlace monopolar, los electrodos pueden estar sometidos a regímenes de sobrecarga debido a exigencias de la red. Para ello se debe dimensionar correctamente los electrodos para que sean capaces de funcionar durante días con una corriente de sobre carga que no sería la nominal prevista.

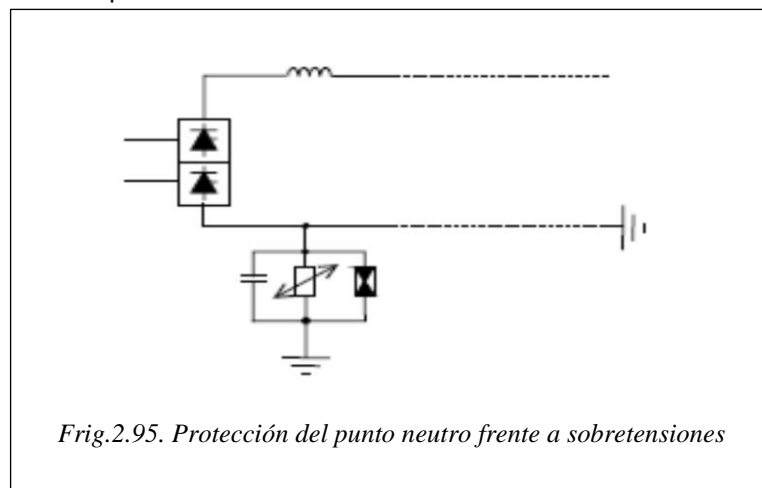


2.12.4 FUNCIONAMIENTO DE LOS ELECTRODOS FRENTE A SOBRECORRIENTES TRANSITORIAS.

En caso de producirse un cortocircuito, la corriente circulará desde el circuito a través del electrodo hacia tierra.

El problema no reside en el valor de la corriente que pueda atravesar los electrodos si no que debido a que la conexión entre el punto neutro y los electrodos de tierra presentan una alta impedancia, al estar atravesado por una corriente transitoria de alto valor y frecuencia pueden producirse sobretensiones en el punto neutro, quedando así a otro voltaje de referencia y pudiendo así causar daños a la instalación.

Para evitar esto en los sistemas HVDC tempranos se colocaba en el punto de neutro una resistencia variable con el voltaje y un condensador del orden de mF. Actualmente se suele colocar un autoválvula para resolver el problema.



2.12.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELECTRODOS.

- **Corriente máxima admisible:** Valor de la corriente capaz de soportar el electrodo manteniendo su funcionamiento y sin sufrir daños.
- **Densidad de corriente** eléctrica se define como una magnitud vectorial que tiene unidades de corriente eléctrica por unidad de superficie, es decir, intensidad por unidad de área.
- **Resistencia de puesta a tierra:** Resistencia propia del electrodo la cual es necesaria conocer para poder calcular la resistividad así como la tensión en caso de fuga a tierra.
- **Tensión de paso :**Se puede definir según el RAT "Es la parte de la tensión (de puesta) a tierra que puede ser puenteadada por un ser humano entre los dos pies, considerándose el paso de una longitud de 1 metro" Por otro lado según la IEEE Standard 81, cabe destacar la ausencia de la persona en su definición: "La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso, que se asimila a un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo".
- **Tensión de contacto:** Valor de la diferencia de potencial que existe entre el terreno y una superficie del circuito eléctrico que se sitúe en el exterior del terreno y que puede poner en riesgo a personas o animales. Este valor no debe sobrepasar los estándares establecidos.

La realización de una instalación de puesta a tierra requiere conocer previamente el perfil de la resistividad del terreno según la profundidad para, de esta forma, facilitar la elección de la disposición de los electrodos de tierra que mejores resultados técnico-económicos proporcione y poder prever las características eléctricas de la red de tierras.

Existen diversos métodos para determinar la resistividad de un terreno pudiendo citarse, en primer lugar, el basado en la toma de muestras y el de los "dos electrodos", pero que sólo proporcionan indicaciones muy locales y, consecuentemente, insuficientes o engañosas para la concepción de las tomas de tierra.

También, en alguna ocasión, se utiliza el sistema consistente en medir la resistencia de tierra de un electrodo que responda a una fórmula bien conocida (pica, por ejemplo) para determinar, a partir de ahí, la resistividad del terreno que la rodea, método que tiene la ventaja de proporcionar una medida global pero cuya aplicación no resulta adecuada más que si la toma de tierra a implantar es de dimensiones comparables a la de los electrodos utilizados como referencia.

Por otro lado, como que los electrodos de medida también poseen resistencia de tierra y su valor puede ser considerablemente más alto que el que desea medirse –de forma análoga a como ocurre cuando se tienen que efectuar mediciones de resistencias metálicas muy bajas, con resistencias de contacto comparables con ella–, la mejor solución es utilizar el método de los "4 terminales".

2.12.6 EFECTOS Y CONSECUENCIAS DEL USO DE ELECTRODOS.

Dado que el neutro de los transformadores de potencia se conecta a tierra al igual que el punto neutro de la línea de corriente continua, en caso de que se produzca una diferencia de potencial entre el electrodo de tierra del transformador y el electrodo del punto neutro se producirá una fuga de corriente de forma que acabe circulando una corriente continua por el transformador lo que tiene un efecto desmagnetizante en las inductancias del transformador. Este problema se subsana manteniendo una distancia correcta entre los electrodos o aumentando el valor de la resistencia entre los electrodos.

Otro problema que se produce es cuando un electrodo submarino al estar recorrido por un corriente genera un campo magnético, de forma que , en caso de que un navío se sitúe de forma paralela a este campo magnético pueden verse afectados sus instrumentos de navegación lo que puede poner en peligro la integridad del navío y sus pasajeros. Para solucionar esto se puede realizar el mallado en zig-zag o de este a oeste para que el campo magnético generado no esté alineado con el campo magnético terrestre.

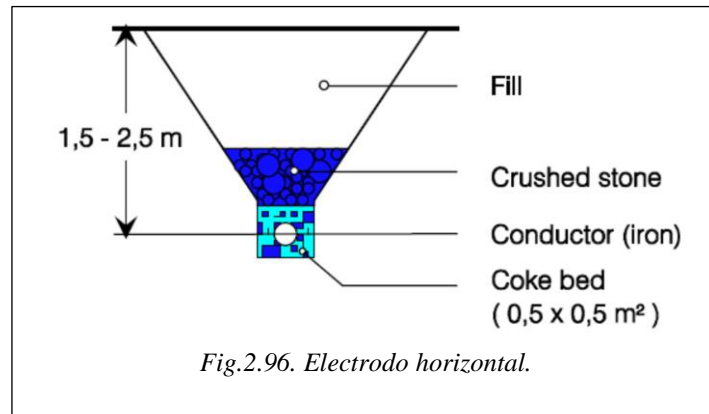
2.12.7 TIPOS DE ELECTRODOS EN HVDC.

2.12.7.1 Electrodo horizontal

Es el electrodo más económico que se puede colocar siempre y cuando las características del terreno lo permitan.

Generalmente está hecho de hierro y es enterrado a dos metros horizontalmente sobre un lecho de carbón. Al estar hecho de hierro y sobre el lecho de carbón facilita su uso como ánodo.

El paso de la corriente a tierra a través del carbón supone una gran pérdida de material debido a corrosión



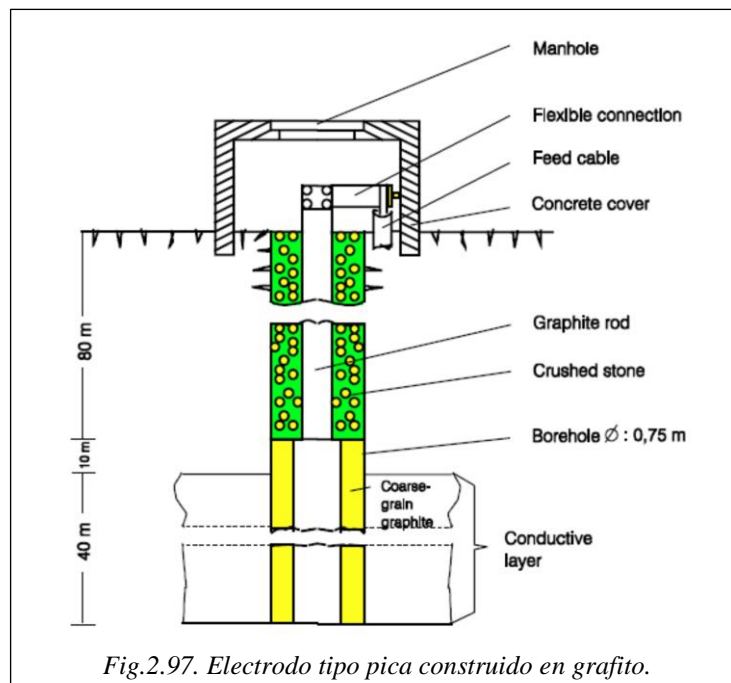
2.12.7.2 Electrodo vertical.

En caso de que el primer estrato del terreno tenga una resistencia alta pero que en capas inferiores de terreno, el material posea una alta conductividad la pica puede presentar una solución.

En la instalación de Cahora Bassa se emplearon los electrodos que se muestran a continuación.

Permiten densidades de corriente mayores a 4 A/m^2 y están formados por grafito insertado mediante una prospección.

En Cahora Bassa se colocaron no menos de 60 electrodos repartidos en una circunferencia de 900 m y estructurados cada 6 electrodos en una sección. Cada sección está aislada individualmente del resto



2.12.7.3 Electrodo catódico submarino.

Principalmente este tipo de electrodos está formado directamente por cable de cobre que descansa en el fondo marino.

Se debe diseñar con la suficiente longitud como para que el campo eléctrico sea menor de 3 V/m para así evitar descargas.

Como ejemplo en Konti Skan se instaló un electrodo submarino de cable de cobre con una longitud de 250m alrededor de una isla de roca consiguiendo un campo eléctrico de 2.7 V/m.



Fig.2.98. Anillo formado por el conjunto de electrodos de una línea aérea en HVDC (Manitou EEUU)

2.12.7.4 Electrodo anódico submarino.

En este caso la electrolisis que se produce en el agua genera mucho oxígeno lo que provoca una gran corrosión en los materiales. Dada su baja corrosión el grafito se presenta como una alternativa viable a la hora de fabricar este tipo de electrodos. Ahora bien el grafito presenta unas cualidades mecánicas muy débiles por lo que se necesita crear electrodos que protejan el grafito de forma similar a los electrodos horizontales tal y como se muestra en la figura.

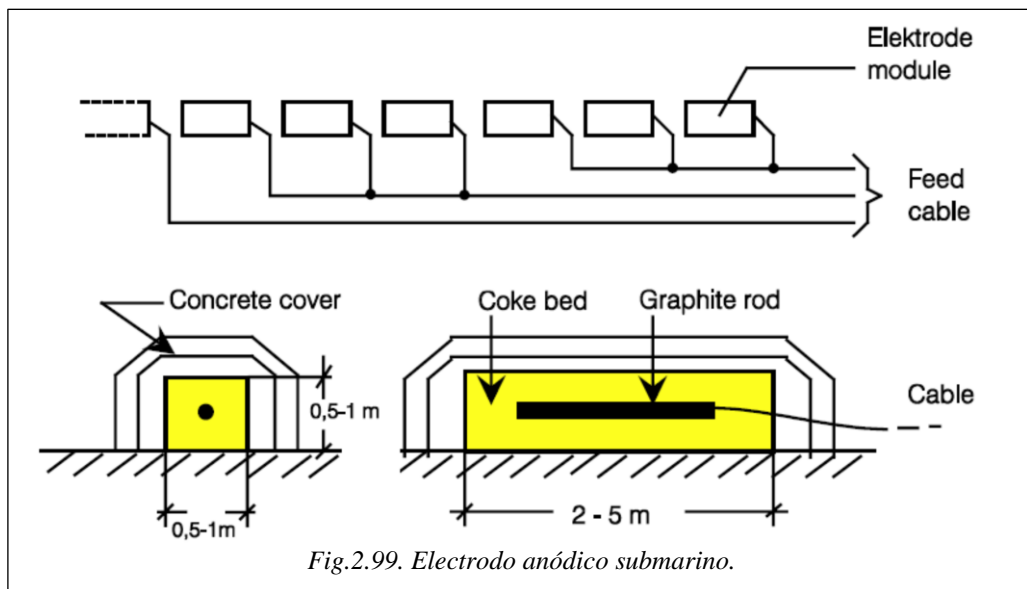


Fig.2.99. Electrodo anódico submarino.

Los electrodos son sumergidos hasta el fondo marino y conectados por medio de un conductor.

Estos electrodos son caros y en algunos casos se han utilizado alternativas con titanio y metales nobles como en Sardinia.

2.12.7.5 Materiales empleados en los electrodos.

A continuación se muestran distintos materiales y su tasa de pérdida de material expresada en kg/A*año.

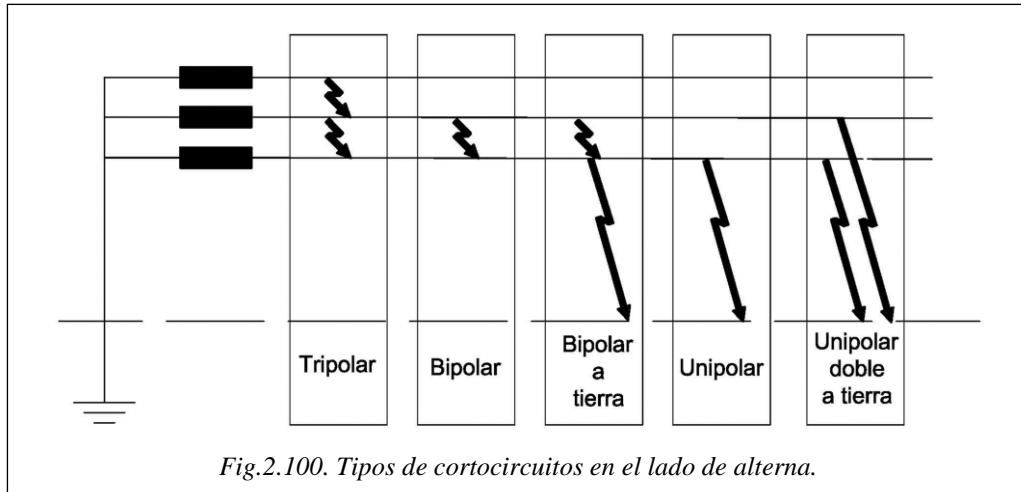
- **Hierro** Barato resistente y fácil de trabajar. Presenta una resistencia suficiente como para funcionar como electrodo pero presenta el problema de su alta debilidad a la corrosión que es de 9 kg/A*año. Si consideramos que soporta 1kA durante un año estamos perdiendo 9 TN anuales de material.
- **Hierro-silicio** Consiste en una aleación de hierro con silicio y cromo. El objetivo de este material es reducir las enormes pérdidas del hierro aunque, este material presenta una fragilidad alta de forma que no es viable su uso en forma de conductor. Es resistente al cloro generado en la electrolisis en el agua marina. Presenta unas pérdidas de 0.25-1.0 kg/A*año.
- **Titanio chapado con platino** Es muy buen material para trabajar como electrodo submarino pero es muy costoso. Presenta la bajísima pérdida de $6-9 \times 10^{-6}$ kg/A*año siendo los electrodos de este material muy duraderos.
- **Grafito** presenta una relativamente baja corrosión aunque principalmente es elegido dada sus características eléctricas. También es resistente al cloro generados durante la electrolisis del agua marina. Su debilidad es su alta fragilidad y su baja fortaleza mecánica. Es viable para fabricar electrodos verticales como los instalados en Cahora Bassa. Presenta una corrosión de 0.05-0.2 kg/A*año.
- **Carbón** Es barato, prácticamente disponible en cualquier sitio y fácil de transportar. Representa un punto medio entre los anteriores materiales explicados. No es especialmente resistente a la corrosión pero tampoco se pierden grandes cantidades. Dada su relativa abundancia y su disponibilidad en los electrodos horizontales se puede sobre dimensionar el lecho de carbón para aumentar así su vida útil. Este material presenta una pérdida de materia de entre 0.5 y 2.0 kg/A*año.

2.13 CORTOCIRCUITOS Y FALLOS EN INSTALACIONES HVDC.

2.13.1 FALLOS EN EL LADO DE AC.

Los tipos de fallos que se pueden producir en el lado de AC pueden ser:

- Cortocircuitos de tres fases con o sin contacto a tierra
- Cortocircuitos de dos fases con o sin contacto a tierra.
- Cortocircuito Fase-Tierra.



Mientras dure una falta debemos considerar como afectará al sistema HVDC y cuál será su capacidad de transferencia mientras dure el fallo.

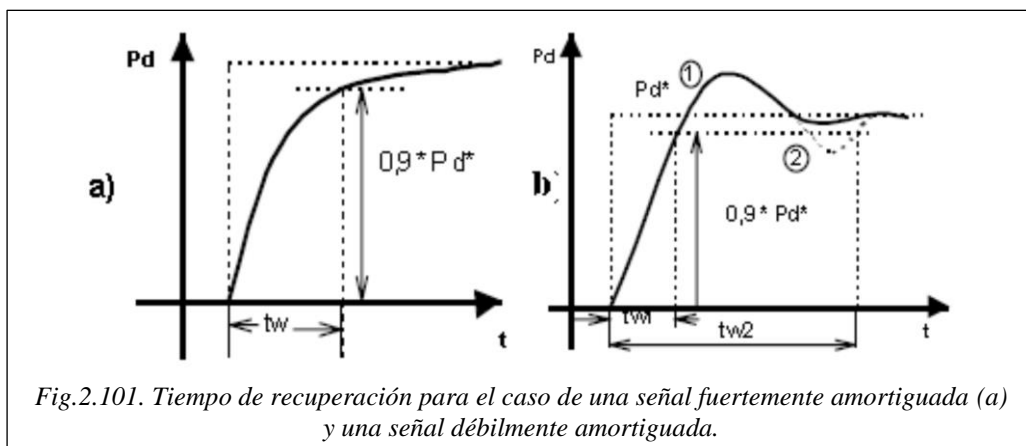
Ante la aparición de una caída de tensión en el lado de corriente alterna el convertidor puede verse afectado de forma que también se produzca una caída de tensión en el lado de corriente continua lo que provocará una reducción de la potencia transferida.

En el caso de que se produzca una caída en la tensión la salida del inversor y debido al problema de conmutación que puede producirse se debe interrumpir inmediatamente la transferencia de potencia.

En el caso de que se produzca un cortocircuito entre dos fases se produce un desequilibrio en las tensiones del bus de corriente alterna lo que puede afectar a la conmutación del convertidor, en caso de que esta sea natural, por lo que debe ser controlada y extinguida dicha falta lo antes posible.

El tiempo de recuperación lo podemos definir como el tiempo necesario desde que ocurre un disparo de las protecciones hasta que se recupera el 90% de la actividad normal.

Este depende principalmente de un parámetro y es que característica tenía la onda y de cuan amortiguada está.



En una señal amortiguada el tiempo de recuperación es menor ya que alcanza antes el 90% del valor nominal de la potencia en comparación con el sistema menos amortiguado, el cual tiene mayor tiempo de recuperación ya que hay que esperar a que se produzca la segunda oscilación por lo que si reactiváramos en el primer momento en el que se alcanzara el 90% de la potencia después volveríamos a sufrir un caída de potencia.

En caso de que no se pudiera producir el proceso de reconexión, el sistema dejaría de transferir energía e imponiéndose una situación conocida como “*rechazo de carga*” (*load rejection* en Inglés) debido a las siguientes situaciones que se pueden dar;

- El bus de AC permanece separado del convertidor sin que se produzca el rearme de los interruptores
- El convertidor pasa a situación de fallo de conmutación y no permite volver a su forma de trabajo normal.
- En caso de producirse una avalancha de fallos el convertidor se bloquea de forma indefinida para protegerse.

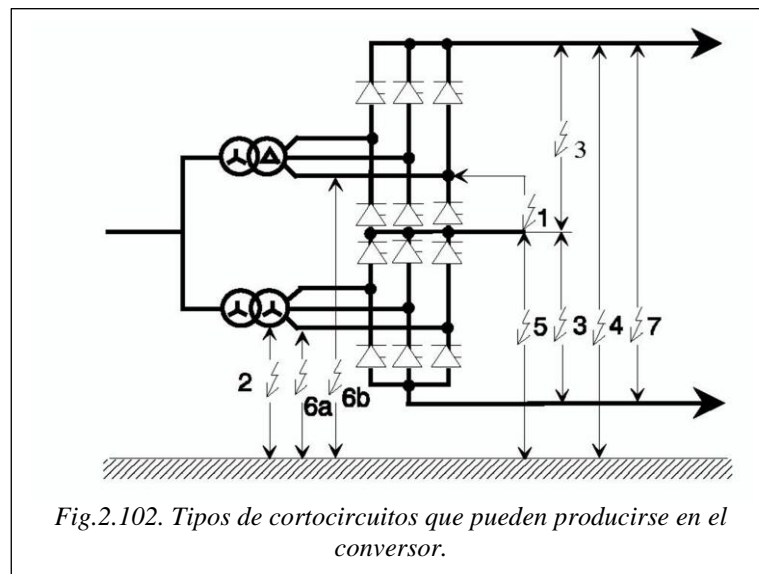
Si nos fijamos el rechazo de carga sucede cuando la red de AC queda desconectada del convertidor impidiendo así la transferencia de potencia. Como se verá más adelante el principio es intentar mantener el servicio casi constantemente y este suceso puede imposibilitar esto último.

2.13.2 CORTOCIRCUITOS Y FALLOS EN LOS CONVERTIDORES.

Aquí por convertidor es preciso decir que se trata de la zona del convertidor. Con esto se quiere dar idea de que se pueden producir cortocircuitos tanto en el lado de AC previo al convertidor incluyendo al transformador de potencia así como fallos en la salida del rectificador o inversor o en los mismos dispositivos.

2.13.2.1 Cortocircuitos en la zona del convertidor.

Existen 7 posibilidades de distintos cortocircuitos que se pueden producir en esta zona según se pueden ver en la siguiente imagen.



A continuación vamos a explicar algunas de las fallas que se muestran en la imagen.

En el caso del cortocircuito #1 se produce un cortocircuito entre una de las fases y el punto de unión con el siguiente grupo de válvulas. Este es especialmente peligroso ya que se puede someter a los tiristores a altas corrientes y tensiones provocando perforaciones o la fusión del mismo lo que haría que todos los tiristores del convertidor no sirvieran para poder bloquear corrientes.

#2, 4, 5 y 6 pertenecen al mismo tipo de cortocircuito, el más reseñable sería el caso dos donde es un fallo del aislamiento del transformador lo que produciría el cortocircuito.

La protección frente a cortocircuitos en esta zona se basa en la desconexión de los interruptores del lado de AC así como bloquear las válvulas del convertidor. Estos sistemas se explicaran posteriormente de forma más específica.

2.13.2.2 Malfuncionamiento del convertidor.

Si recordamos, la principal función del convertidor es la de conmutar cíclicamente los pulsos de corriente alterna o continua para obtener la señal de alterna o continua necesaria, véase la función como inversor o como rectificador.

Ahora bien, en caso de que se produzcan fallas en el circuito de corriente alterna, y por lo tanto disparos de las protecciones, pueden generarse pérdidas en la señal de corriente alterna o caídas de tensión.

Esta situación puede influir sobre los convertidores de la siguiente manera. En el caso del rectificador la influencia no es demasiado grande ya que el generarse una caída de tensión lo que ocurrirá es que o no se produzca conmutación, o se transfiera una potencia inferior a la nominal, es decir se produzca una pérdida de potencia. Por otro lado, estas conmutaciones indeseadas pueden provocar apariciones de corriente armónicas indeseadas no previstas, que puedan saturar el transformador, por lo que se debe evitar el problema.

En el caso del inversor estas caídas momentáneas en la red pueden provocar un fallo en la conmutación, el cual, significaría que se conmutaran válvulas que no debieran conmutarse en ese momento produciendo así un cortocircuito. Este problema también puede darse en caso de que los pulsos que controlan el tiristor (PWM) no se sincronizan correctamente debido a fallos en el sistema de conmutación.

En ambos casos y especialmente en el caso del inversor, la protección del convertidor es prioritaria y este debe pasarse a estado de by-pass para evitar la circulación de corrientes de cortocircuito. Además la anterior medida se ve asegurada por el disparo de los interruptores de corriente alterna lo que permite dejar al convertidor desconectado de la red de alterna ante la aparición de más fallas. Se debe tener en cuenta que la reconexión se debe hacer lo más rápido posible para asegurar el suministro y que por lo tanto las protecciones deben ser diseñadas con este principio.

2.13.3 CORTOCIRCUITOS EN LA PARTE DE CORRIENTE CONTINUA DE LA ESTACIÓN.

Esta parte comprendería las instalaciones de salida del convertidor pero que aún pertenecen a la estación convertidora como pueden ser los bus de DC o AC así como el Smoothing reactor además de la armadura propia como filtros o interruptores.

Las situaciones que pueden producir fallo en esta zona de la instalación se pueden clasificar como;

- Cortocircuito entre el polo y tierra 4 en la figura anterior
- Cortocircuito entre el bus neutral y el polo. 3 En la figura anterior.
- Cortocircuito entre el bus neutro y tierra. 5 En la figura anterior.

También hay que tener en cuenta que los dispositivos como el smoothing reactor o los filtros de DC deben estar protegidos frente a posibles fallos propios de los dispositivos.

2.14 PROTECCIONES

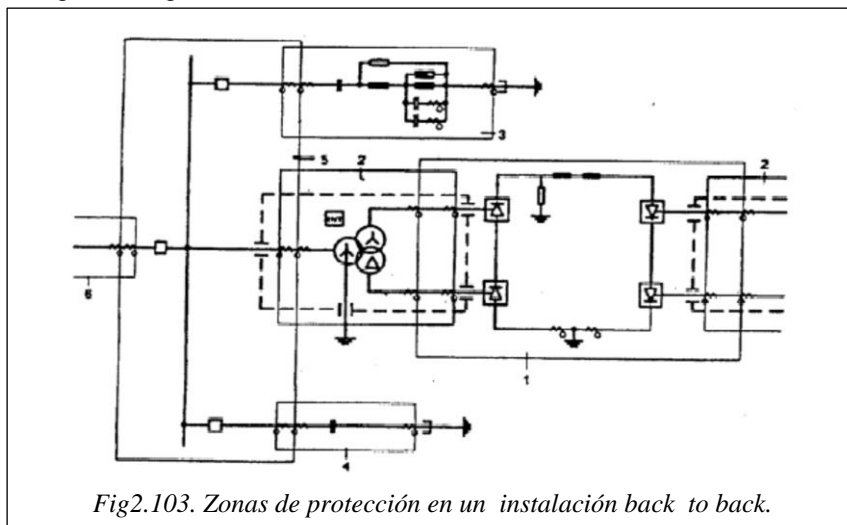
En esta sección se explicarán cual es la topología y las características propias de los elementos destinados a la protección de las instalaciones y los elementos que la conforman.

Como cabe esperar las protecciones de la parte de corriente alterna y la de corriente continua son distintas.

2.14.1 PRINCIPIOS DE PROTECCIÓN.

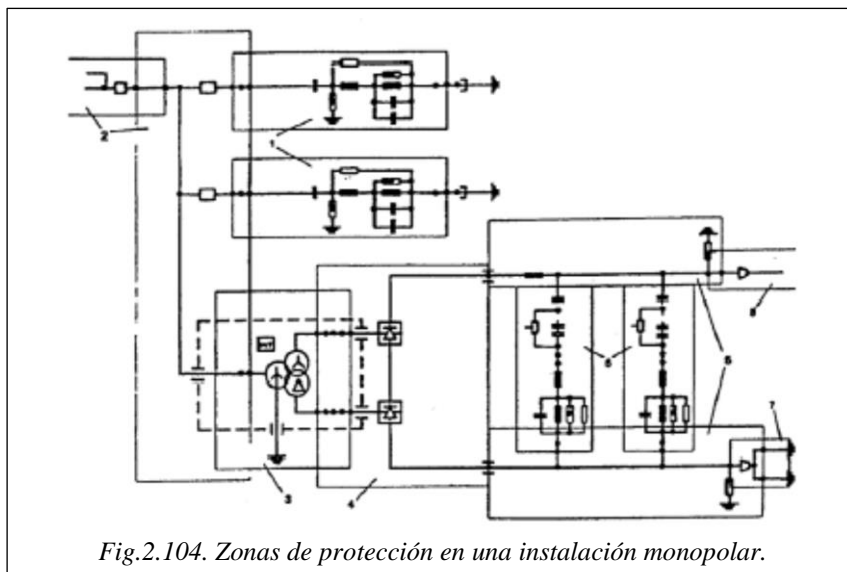
El concepto consiste en mantener siempre toda la instalación protegida ante la aparición de cualquier tipo de falla. Para ello se delimitan zonas en las cuales actuarán distintas protecciones en función de las necesidades. Estas zonas se deben superponer para así mantener todas las zonas aseguradas.

En un sistema back to back debemos recordar que tanto el rectificador como el inversor se encuentran en la misma estación lo que hace un poco peculiar definir las zonas de protección como se muestra en la siguiente figura.



Es apreciable que las zonas se definen como bus de AC, filtros de AC, batería de condensadores, transformador y convertidores, existiendo entre ellas una superposición en las zonas.

En la siguiente figura se muestra una instalación mono polar



En la parte de corriente alterna se emplean los relés digitales de control mientras que en continua se emplea el control sobre el convertidor, esto se debe a que las válvulas están diseñadas para soportar sobrecargas por encima de su corriente nominal, de esta forma se puede interrumpir la conmutación de las válvulas dejando el circuito “abierto”. El mecanismo de disparo por así decirlo serán todos los parámetros de control y medida que ya están incorporados al sistema y que ante la aparición de perturbaciones llevarán a los convertidores a operación de cero voltaje (*zero operation*).

Para aplicar el principio (n-1) debemos cumplir

1. Todos los elementos del sistema de protección tienen que funcionar y estar asegurados ante la aparición de un defecto.
2. Un apagón injustificado no debe ser el resultado del defecto nombrado anteriormente. Es decir se debe mantener el servicio de cualquier forma posible.

El primer punto es fácil solventarlo si duplicamos las protecciones, es decir creando una redundancia. Sin embargo el segundo es más difícil de solventar, en Calora Bassha se llegaron a colocar hasta tres bucles en paralelo con protecciones adicionales para solventar este problema.

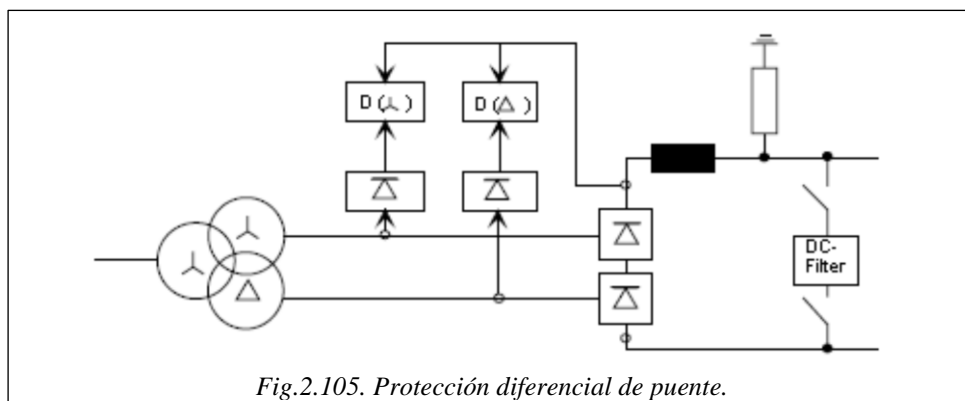
2.14.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

Se trata de una protección selectiva o cerrada, en la que la función de protección y la selectividad vienen dependen de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona de protección. Si al comparar las corrientes resulta que la corriente entre ambos extremos no es igual, quiere decir que en algún punto de la instalación existe una fuga de corriente que no debería suceder poniendo a tensión partes que no deberían estarlo y en peligro a equipos y usuarios por lo tanto, se produce un disparo de los relés abriendo los interruptores correspondientes y dejando abierto el circuito para proteger la instalación

En HVDC los convertidores empleados suelen ser de 12 pulsos (o más pulsos) por razones de cancelación de armónicos entre otras razones. Los convertidores deben ser protegidos de forma diferencial y de la misma forma la línea de corriente continua también debe estar protegida de forma diferencial.

2.14.2.1 Protección diferencial de puente.

Diseñada para proteger la zona del transformador y el convertidor ante apariciones de cortocircuitos en las válvulas ya que, en un cortocircuito en el lado de AC la corriente o parte de la corriente puede circular por las válvulas. En caso de fallo se abrirán los interruptores del lado de AC además de llevar a función cero al convertidor par que no se vea afectado por el calor generado en el paso de esa corriente.

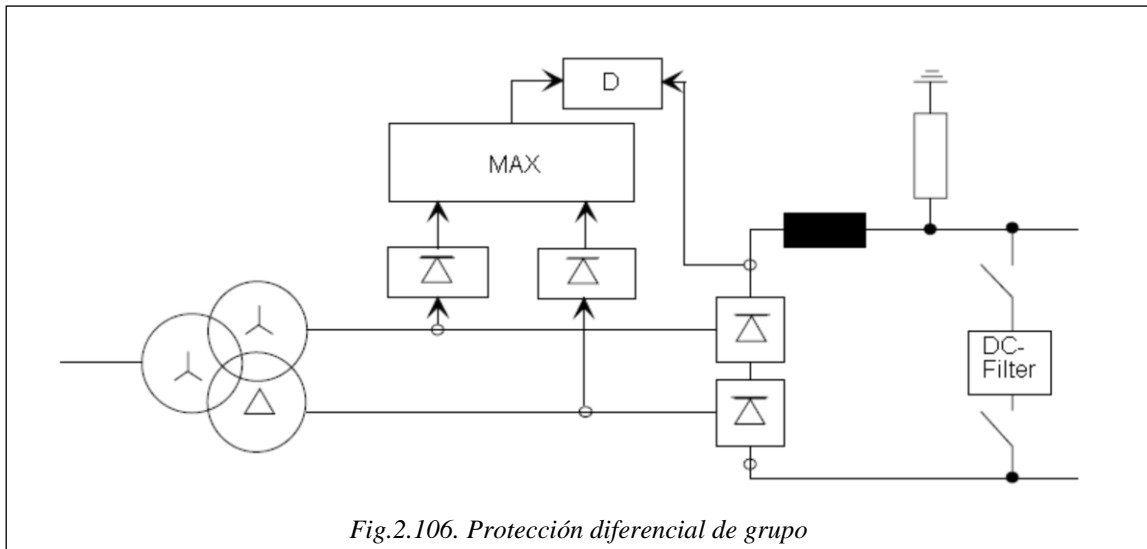


En este caso se miden la corriente en alterna a la entrada a cada puente rectificador y la corriente de salida del rectificador (I_d) la cual se compara con las otras dos corrientes. Para la medida de la corriente continua se emplea un transformador de corriente continua. El tiempo de disparo se calibra para $t_s=0.1s$.

2.14.2.2 Protección diferencial de grupo.

En este caso se miden las corrientes máximas alternas que entran a las válvulas y la corriente de salida del rectificador. El relé digital entonces realiza una diferencia y en caso de que no exista similitud en los valores se dispara la protección.

La función particular de esta protección es la capacidad de evaluar fallos que no son debidos a un cortocircuito como en el caso anterior si no a posibles derivaciones o faltas tierra en el inversor.



Los parámetros de disparo son

$$\Delta I > 0.4 I_{dN};$$

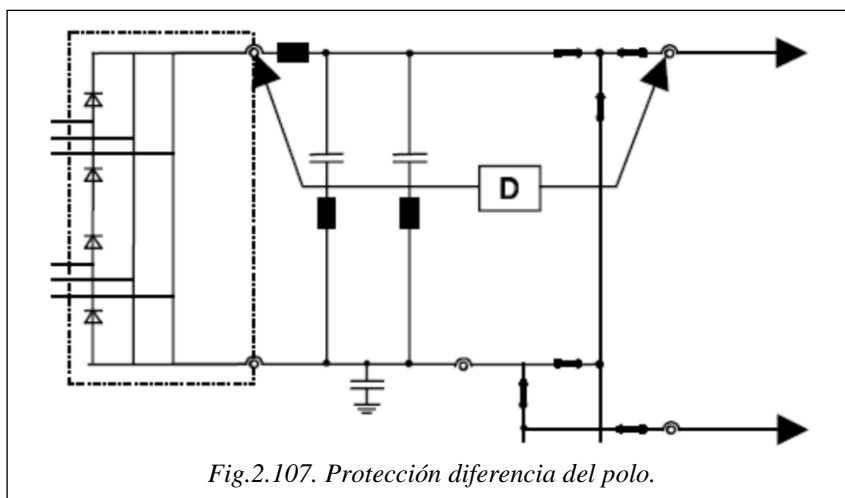
$$\Delta I > 0.2 I_{dN};$$

$$t_v = 200 \text{ ms}$$

$$t_v = 1000 \text{ ms}$$

2.14.2.3 Protección diferencial del polo.

En éste caso se trata de proteger el polo de la línea de corriente continua para ello se mide la corriente de salida del convertidor y se compara con la corriente medida a un longitud x de la línea (hay que recordar que la longitud de las líneas de continua es muy grande y por ello no se comprara con la corriente a final de línea). En este caso se protege los elementos de la parte de continua como el smoothing reactor el propio conductor.



Parámetros de disparo:

$$\Delta I > 0.4 \cdot U_{dN};$$

$$t_v = 200 \text{ ms.}$$

2.14.2.4 Protección diferencial de la línea de electrodo.

Protege ante la aparición de una derivación entre el polo y tierra. Se puede realizar por medio de una protección diferencial en serie o en paralelo.

En cualquier caso el funcionamiento de esta protección solo es viable en caso de que circule una corriente por los electrodos cosa que si se observa solo ocurrirá en líneas monopolares o en escasa ocasiones en líneas bipolares, en las cuales puede que circulen pequeñas corrientes de desequilibrio

2.14.3 **PROTECCIÓN FRENTE A SOBREINTENSIDADES.**

Protege la instalación frente a sobre intensidades provocadas por cortocircuitos. Esta protección se debe instalar con un back-up de la misma debido su importancia.

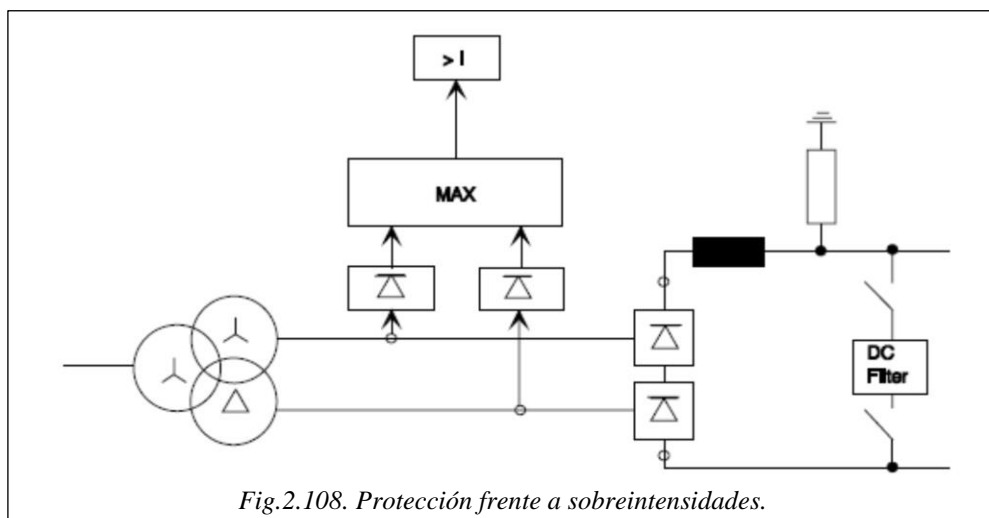
Se mide las corrientes máximas de entrada a los puentes rectificadores y se compara con valores consignados.

Estas consignas de corriente al igual que el tiempo de disparo se establecen en función de las características de los dispositivos semiconductores del convertor y se establecen en niveles un ejemplo serían los siguientes valores.

Level 1:	$1.2 \times I_{dN}$	/	20 s
Level 2:	$1.35 \times I_{dN}$	/	10 s
Level 3:	$1.6 \times I_{dN}$	/	100 ms
Level 4:	$2.5 \times I_{dN}$	/	50 ms

En la tabla anterior se pude ver que en función de determinado valores de sobre corriente, se establezcan intervalos de protección. Cada intervalo de protección está establecido para un tiempo de desconexión desde que ocurre la incidencia.

Así podemos observar cómo se pueden establecer cuatro niveles en función del múltiplo de la corriente nominal y. Cuanto mayor sea el valor de la corriente antes deben dispararse las protecciones.



2.14.4 OTRAS PROTECCIONES PROPIAS DE HVDC.

2.14.4.1 Detección de fallos en el disparo de una válvula.

Si se produce un fallo en el circuito de disparo de uno de los tiristores del rectificador puede suponer que se esté introduciendo una componente no continua la línea de corriente continua, esto puede producir que esa componente tenga una frecuencia igual a la de resonancia del circuito lo que puede producir sobre tensiones.

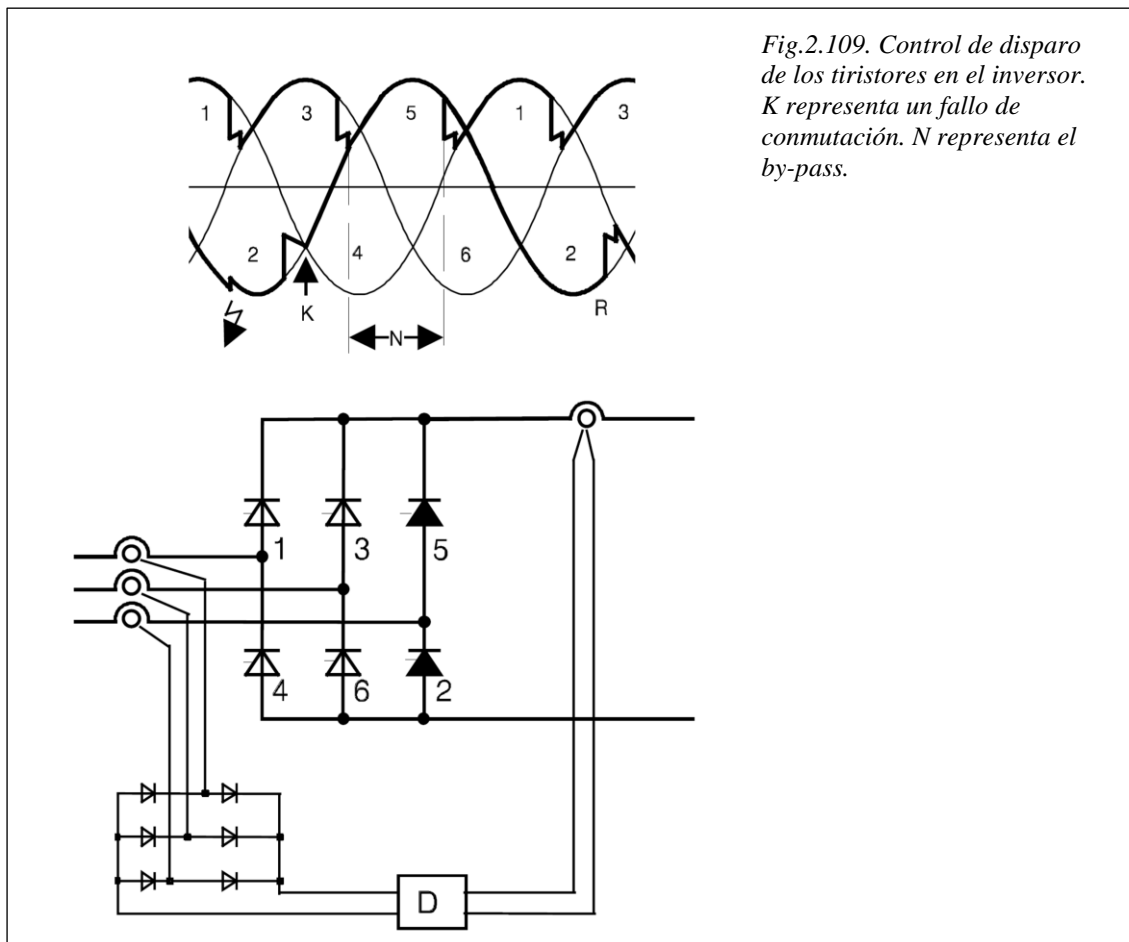
Por ello es necesario controlar que no se pierden disparos (por eso recibe el nombre de *missfire protección*).

2.14.4.2 Detección de fallos en la conmutación del inversor.

Es necesaria para evitar el mismo problema que en la anterior protección. Evitar un fallo de disparo, en este caso, en las válvulas del inversor.

Un fallo de este tipo puede suponer que un de las válvulas deje de conmutar produciendo una señal de salida que no cumpliría los requisitos. Además puede suponer que se produzca un reverso en la polaridad de la línea de corriente continua poniendo en peligro el grupo rectificador.

Por estas razones se hace necesario que se ejecuten las contramedidas de forma rápida y segura antes de que se produzca un cortocircuito en el inversor.

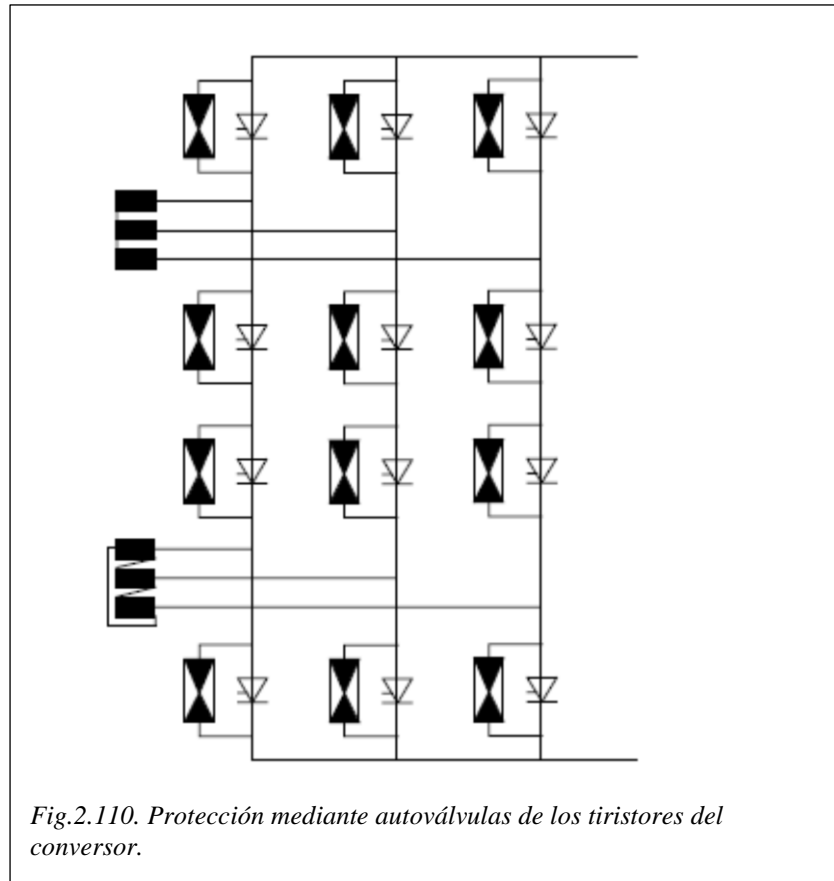


El sistema para comprobar si no se ha producido un disparo consiste en comprobar el valor de la tensión de salida del inversor rectificadora la cual tiene que ser igual a la tensión de entrada del inversor. De no ser así se producirá la alarma.

2.14.4.3 Protección de los convertidores.

Debido a los riesgos que pueden estar sometidos los dispositivos semiconductores que forman las cadenas de interruptores en los convertidores, estos son protegidos frente a descargas involuntarias y sobre tensiones por medio de autoválvulas

Otro problema es que estas autoválvulas son sensibles al envejecimiento y sufren con cada descarga.



De esta manera, ante la aparición de una sobretensión o sobre intensidades en los bornes de las válvulas y una vez el convertidor pase a *stand by*, las autoválvulas permiten conectar o derivar directamente a tierra evitando así una sobrecarga en las válvulas.

Por lo tanto a vista de lo anterior, si un sistema está sometido a diversas faltas de forma que estas autoválvulas tengan que trabajar demasiado, los dispositivos se pueden ver afectados y poco a poco reduciendo su efectividad.

3 PÉRDIDAS EN HVDC Y COMPARATIVA CON PÉRDIDAS HVAC.

Las pérdidas en una instalación de transporte de energía eléctrica, pueden definirse como la energía perdida durante la transferencia de una determinada energía de un punto a otro. Las pérdidas de energía representan uno de los principales motivos económicos para permitir la viabilidad de la instalación y por lo tanto una razón de peso por la que invertir en ese tipo de instalación. Por ello, como es lógico, el objetivo es realizar los esfuerzos necesarios para obtener las mínimas pérdidas posibles en la instalación.

En relación con el párrafo anterior, conseguir un determinado tanto por cien de pérdidas con respecto a la potencia total entregada puede suponer un nivel de garantía específico de la instalación por lo que si después no se cumpliera puede representar penalizaciones económicas.

Las pérdidas pueden generarse por diversas razones las cuales podemos clasificar como pérdidas debidas a causas intrínsecas a la instalación y sus elementos (pérdidas en el cobre, Foucault, etc...) y otro tipo de pérdidas provocadas por el entorno en que se sitúa la instalación.

3.1 PÉRDIDAS PROVOCADAS POR EL ENTORNO.

Pérdidas provocadas por el entorno son comunes a las instalaciones tanto de corriente continua y corriente alterna, y en todo caso, las diferencias de este tipo de pérdidas, entre un tipo de instalación y otra serían establecidas por la cuantía de las pérdidas. Es decir que puedan afectar más o menos a la instalación en función de que esta sea de corriente continua o de corriente alterna. Podemos enumerar las pérdidas provocadas por el entorno como;

- **Temperatura ambiental:** Cuanto mayor sea la temperatura del fluido que rodea los equipos (entiéndase aire o agua en el caso de las instalaciones submarinas), tanto intrínsecos a la transmisión de energía, como auxiliares, peor será la transferencia de calor, por lo que menor será el rendimiento, que en conclusión, significa mayores pérdidas. Por otro lado, en los conductores se ha de tener en cuenta que un aumento de la temperatura, producirá un aumento en la resistencia del conductor, lo que significa un aumento en las pérdidas por efecto Joule.
- **Exposición a la luz solar:** La incidencia a los rayos solares además de provocar un aumento en la temperatura de los equipos puede producir la descomposición de los materiales aislantes de origen polimérico. Fallos en el aislamiento pueden producir descargas o fugas de corriente lo que significan pérdidas debidas a este fenómeno.
- **Cambios en la densidad del aire:** Un aumento en la densidad del aire es causa directa de que aumente la facilidad con la que el aire que rodea un conductor o equipo eléctrico, se pueda ionizar, provocando el conocido como efecto corona, el cual, produce una disipación de energía, además de deterioro de los materiales.
- **Cambios en la humedad de aire:** Al igual que el caso anterior facilita la ionización del aire así como la posibilidad de que se produzcan descargas por arco eléctrico.
- **Contaminación ambiental:** Si hay un exceso de partículas en el aire como polvo u otros elementos que puedan depositarse sobre las cadenas de aisladores y/u otras partes expuestas de la instalación, puede favorecer la aparición de arcos eléctricos y corrientes de fuga por efecto de una pérdida del nivel de aislamiento.

La dependencia de las instalaciones con respecto a las pérdidas anteriormente citadas se explicarán y evaluarán más en profundidad posteriormente.

3.2 PÉRDIDAS EN LOS EQUIPOS.

Son las pérdidas intrínsecas al funcionamiento de la instalación y causadas por las propiedades y características de los equipos, máquinas y dispositivos que forman parte de la instalación y permiten el funcionamiento de ésta.

También se deben contemplar, los equipos auxiliares a la instalación como pueden ser, sistemas de refrigeración, sistemas de maniobra, equipos de medida y control así como otros necesarios para el funcionamiento y protección de la explotación.

Principalmente, los equipos donde más pérdidas se producen así como los más comunes a la hora de realizar los estudios y cuantificar las pérdidas corresponden a los transformadores y a los conductores. Esto último corresponde al caso de corriente alterna, ya que en HVDC debemos tener en cuenta las pérdidas tanto del transformador y los conductores como las pérdidas provocadas por los convertidores, filtros y el smoothing reactor.

Además en HVDC debido a la gran generación de armónicos del convertidor se deben estudiar las pérdidas que puedan llegar a generar estos.

De una forma general podemos hacer una pequeña clasificación y definición de ciertas pérdidas propias de los transformadores y conductores que se van a dar tanto en alterna y continua, aunque su forma de cálculo y análisis varíe en función de que sea HVAC o HVDC.

Desde un punto de vista general en un **transformador** debemos tener en cuenta las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas en el cobre o pérdidas por efecto Joule:** Se trata de un proceso irreversible que se produce cuando un conductor es atravesado por una corriente en el cual, la energía cinética de los electrones se transforma en energía calorífica aumentando la temperatura del conductor y por tanto su resistencia.
- **Pérdidas en el hierro:** Se pueden definir como pérdidas propias al circuito magnético y que se cuantifican mediante:
 - **Pérdidas por histéresis:** Se generan al someter el núcleo de un electro imán a un campo magnético oscilante. Al aumentar el valor del campo magnético los dipolos del material del núcleo se alinean en la dirección del campo, al decrecer el campo magnético al que está expuesto el núcleo sus dipolos no logran orientarse en la dirección del nuevo valor del campo magnético, debido a la energía que ha quedado almacenada en el núcleo. Esto es lo que se conoce como campo magnético remanente y esa energía generará pérdidas al disiparse en forma de calor.
 - **Pérdidas por corrientes de Foucault:** Se producen al exponer un núcleo magnético a un campo magnético variable. Al exponer este al campo se inducen corrientes que circularán por el núcleo, generando así Pérdidas por efecto Joule.

En el caso de los **conductores** las pérdidas que se plantean son las siguientes:

- **Pérdidas por efecto Joule:** Al igual que en el caso anterior al estar el cable recorrido por un corriente, este aumenta su temperatura como o causa de la transformación de la energía cinética de los electrones.
- **Pérdidas por efecto corona:** El efecto corona, como ya se ha descrito antes, está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. Al momento que las moléculas que componen el aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire, lo que generará pérdidas.

Tanto a los **conductores como a las máquinas** se deben añadir las pérdidas provocadas por:

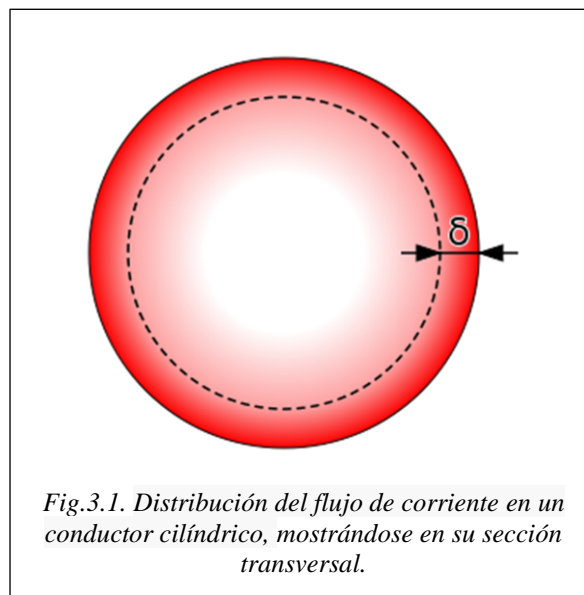
- **Efecto *skin* o efecto pelicular:** Se produce solo en corriente alterna y se debe a que la densidad de corriente en AC no se reparte por toda la sección del conductor si no que se circule por la periferia de este. Esto hace que la resistencia en corriente alterna sea mayor que la resistencia del mismo conductor en corriente continua. Esto afecta a las líneas en cuanto al diseño de los conductores en corriente alterna así como los diseño de los devanados ya que deben ser los apropiados para evitar tener demasiadas pérdidas por disipación de energía.
La profundidad superficial se define como el área efectiva por la que circula corriente en el conductor. Y viene dada por;

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{2\pi f \cdot \mu \cdot \rho}}$$

Donde f es la frecuencia en Hz, μ es la permeabilidad magnética del material, y ρ la resistividad del material.

- **Corrientes armónicas:** Sobre todo en el caso de HVDC, ya que el convertidor genera muchas corrientes armónicas se debe tener en cuenta que pueden estar circulando corriente no senoidal o corriente a frecuencias mayores que la fundamental lo que pueden provocar variaciones de flujo, calentamientos y otros efectos perjudiciales e incluso peligrosos.

Por otro lado debemos tener en cuenta que las pérdidas son dependientes del régimen de carga de la instalación ya que no será lo mismo que una resistencia esté recorrida por una corriente de más o menos valor ya que disipará más o menos energía.



Para corriente alterna, la mayoría de la corriente eléctrica (63%) fluye entre la superficie y la profundidad superficial, δ , dependiendo de la frecuencia de la corriente y de las propiedades eléctricas y magnéticas del conductor.

3.3 PÉRDIDAS EN HVAC, CONCEPTOS Y PROCESO DE DETERMINACIÓN.

A la luz de lo anteriormente explicado a continuación, se explicarán cuáles son las pérdidas que se consideran en una instalación de HVAC.

Lo primero es establecer qué elementos van formar el circuito, para después definir cuáles serán las pérdidas de cada uno de ellos y a qué tipo de factores están sometidas este tipo de instalaciones.

Si consideramos una red de corriente alterna, veremos que básicamente, una línea trifásica de corriente alterna, se basa en tres o seis conductores (o varios por haz) de una longitud determinada que a sus extremos está interconectada a una subestación transformadora. Por lo tanto podemos establecer que las pérdidas sucederán sobre el conductor y sobre los transformadores de la subestación.

En la siguiente figura podemos ver el modelo anteriormente mencionado y la consideración de las pérdidas que afectan a cada elemento.

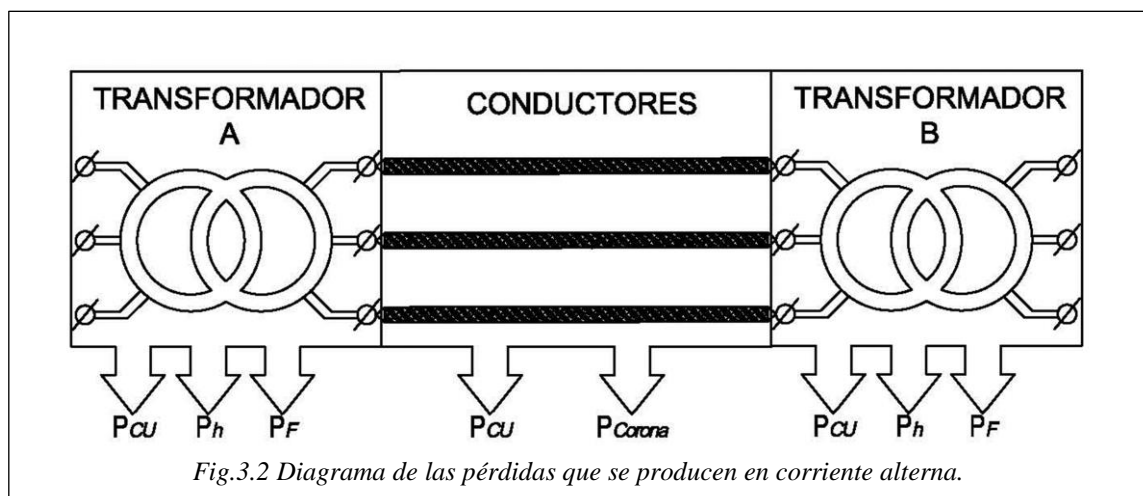


Fig.3.2 Diagrama de las pérdidas que se producen en corriente alterna.

De acuerdo con la figura anterior en el transformador A consideramos las siguientes pérdidas:

- P_{Cu} : Pérdidas en el cobre
- P_h Pérdidas por histéresis.
- P_F Pérdidas por corrientes de Foucault.

Debemos recordar que la suma de las pérdidas por histéresis y por corriente de Foucault representan las Pérdidas en el hierro (P_{FE})

De la misma forma debemos considerar el transformador B donde el tipo de pérdidas será similar a la del transformador A.

En los conductores debemos considerar:

- P_{Cu} ó P_J : Pérdidas en el cobre o pérdidas por efecto Joule.
- P_{Corona} Pérdidas debidas al efecto corona.

Las pérdidas totales de la línea de corriente alterna vendrán dadas por la suma de todas las pérdidas de los transformadores y de los conductores teniendo en cuenta las particularidades como número de conductores y potencia de la instalación entre otros.

3.3.1 DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN HVAC.

Previamente he nombrado las pérdidas que se producen en una instalación de HVAC y a continuación explicaremos cuál es su proceso de cálculo y cuáles son los parámetros que se deben tener en cuenta para determinar la cuantía de las pérdidas.

Como hemos dicho antes la energía perdida vendrá dada por la suma de las Pérdidas en los transformadores más la suma de las pérdidas en los conductores, por lo que de acuerdo con esto último, comenzaremos explicando cómo calcular las pérdidas en los transformadores y posteriormente en los conductores.

3.3.1.1 Cálculo de las pérdidas en los transformadores.

De acuerdo con lo anteriormente descrito las pérdidas en un transformador son las producidas por efecto Joule o pérdidas en el cobre y las pérdidas en el hierro que corresponden a las pérdidas por corrientes de Foucault y por histéresis.

Previamente debemos conocer el circuito equivalente de un transformador, la idea es evitar los circuitos magnéticos de los devanados para facilitar los cálculos y suponer que ambos lados primario y secundario poseen el mismo número de espiras. A esto último se le conoce como referir al primario del transformador. En este caso no voy a explicar el proceso completo de obtención del circuito equivalente ya que no es competencia de este documento y me basaré directamente en explicar el circuito resultante.

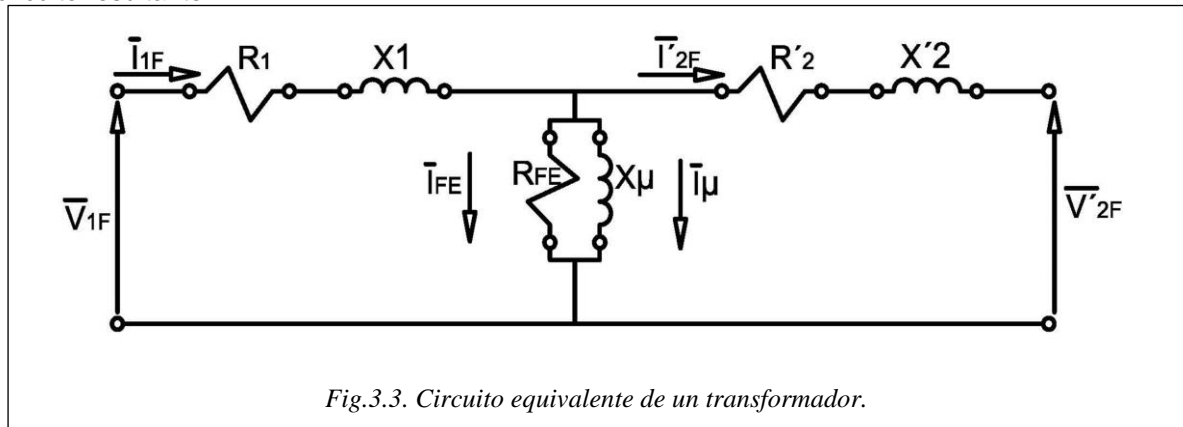


Fig.3.3. Circuito equivalente de un transformador.

Donde el la figura 3.3:

- I_{1F} Es la expresión vectorial de la corriente de fase del primario en Amperios.
- V_{1F} Es la expresión vectorial de la tensión de fase del primario en Voltios.
- I_{FE} Es la expresión vectorial de la componente activa de la corriente de vacío en Amperios.
- I_{μ} Es la expresión vectorial de la componente reactiva de la corriente de vacío en Amperios.
- I'_{2F} Es la expresión vectorial de la corriente de fase del secundario referida al primario en A.
- V'_{2F} Es la expresión vectorial de la tensión de fase del secundario referida al primario en A.
- R_1 Es la resistencia del primario en Ω .
- X_1 Es la reactancia del primario en Ω .
- R'_2 Es la resistencia del secundario referida al primario en Ω .
- X'_2 Es la reactancia del primario referida al primario en Ω .
- R_{FE} Es la resistencia de la rama de vacío en Ω .
- X_{μ} Es la reactancia de la rama de vacío en Ω .
- $N1$ Es el número de espiras del primario.
- $N2$ Es el número de espiras del Secundario.

Debemos recordar que la relación de transformación se define como.

$$rt = \frac{N1}{N2} = \frac{V_{1n}}{V_{2n}} = \frac{V_{1nF}}{V_{2nF}}$$

Para referir la corriente y la tensión del secundario al primario debemos realizar:

$$V'_{2F} = V_{2F} \cdot rt$$

$$I'_{2F} = I_{2F} \cdot rt$$

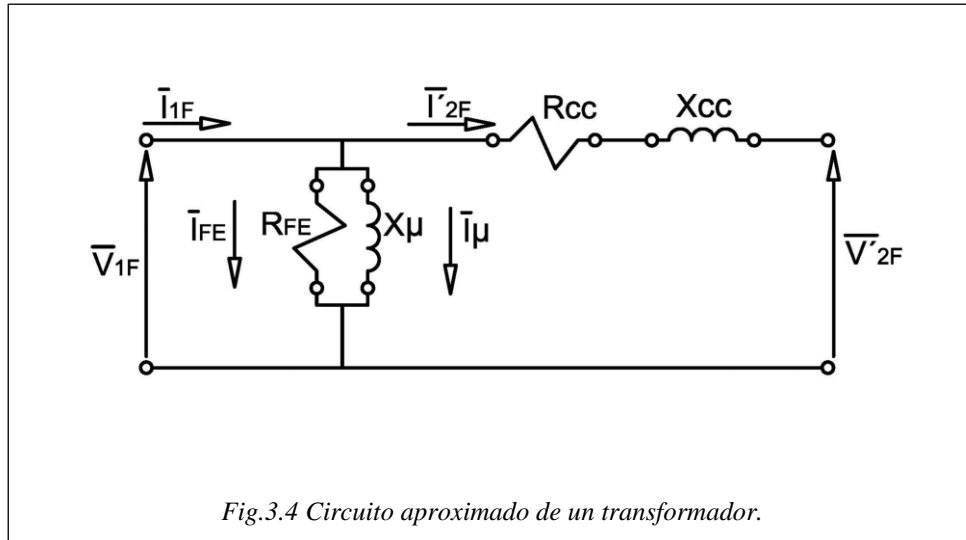
Para referir al primario la resistencia y reactancia del secundario debemos realizar las siguientes operaciones.

$$R'_2 = R_2 \cdot rt^2$$

$$X'_2 = X_2 \cdot rt^2$$

$$Z'_2 = Z_2 \cdot rt^2$$

Dado que la corriente de vacío es muy inferior la corriente de carga I'_{2F} comparada con la corriente del primario I_{1F} podemos despreciar el efecto de la corriente de vacío en el primario pudiendo simplificar el circuito como se muestra en la figura 3.4.



Este va a ser el circuito equivalente que emplearemos como referencia para calcular las pérdidas en los transformadores así como, para detallar los ensayos necesarios para calcular las pérdidas. La simplificación ha consistido en que al considerar cero la corriente de vacío del primario podemos colocar la rama de vacío directamente a bornes del primario y podemos sumar las resistencias y reactancias del primario y secundario formando lo que se conoce como:

Rcc Resistencia de cortocircuito en Ω .

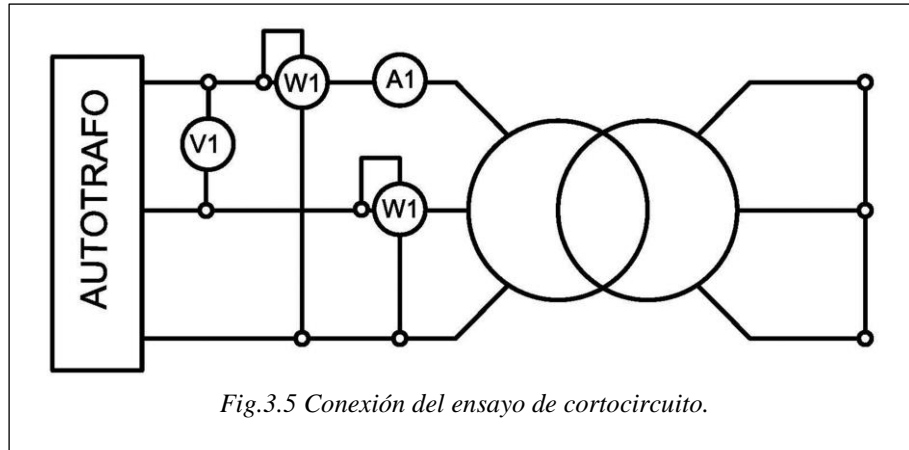
Xcc Reactancia de cortocircuito en Ω .

En nuestro caso podemos definir que las pérdidas en el cobre vendrán dadas por la disipación de energía en la resistencia de cortocircuito. Por otro lado las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas son consideradas como pérdidas en el hierro (P_{FE}) las cuales son generadas por R_{FE} .

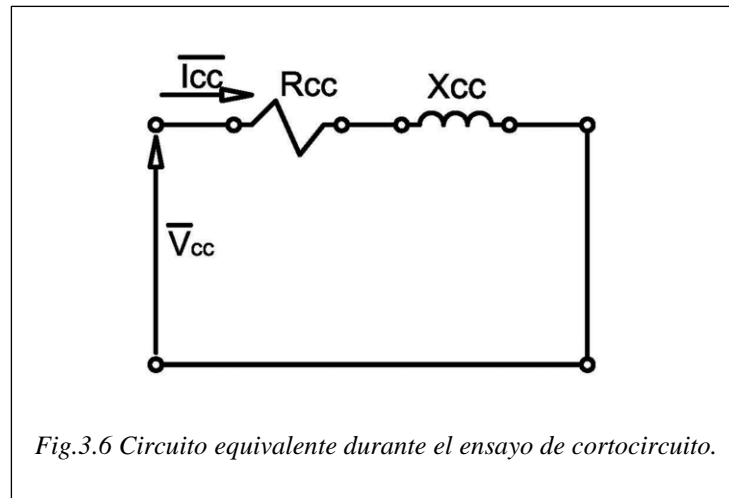
3.3.1.1.1 Pérdidas en el cobre.

Como hemos dicho las pérdidas en el cobre o por efecto Joule se producen en la resistencia de cortocircuito del transformador. Para poder conocer esta resistencia necesitaremos un método para obtener el valor de dicha resistencia. Dicho procedimiento se conoce como ensayo de cortocircuito.

Consiste en alimentar el transformador con el secundario cortocircuitado hasta alcanzar la corriente nominal I_{1F} la cual podemos medir mediante el amperímetro A1. Por medio de V1 conocemos que tensión se alcanza y por medio de los vatímetros W1 y W2 conocemos la potencia de cortocircuito. El procedimiento se puede visualizar en la figura 3.5.



El circuito equivalente de una de las fases del transformador durante este ensayo será el siguiente.



Donde I_{cc} será igual a la corriente nominal del primario medida por A1 y V_{cc} la tensión de cortocircuito medida por V1.

Dado que conocemos la tensión, la corriente y la potencia activa podemos calcular el factor de potencia.

$$\cos \varphi = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{cc} \cdot I_{1nF}} = \frac{P_{cc}}{3 \cdot V_{ccF} \cdot I_{1nF}}$$

La impedancia total de cortocircuito las podemos obtener ya que conocemos la tensión de cortocircuito y la corriente.

$$Z_{ccF} = \frac{V_{ccF}}{I_{1nF}}$$

Conociendo el f.d.p y la impedancia hallar la resistencia es fácil;

$$R_{cc} = Z_{cc} \cdot \cos \varphi$$

En caso de que nos interesara caracterizar el circuito completo también podemos calcular la reactancia de cortocircuito:

$$X_{cc} = Z_{cc} \cdot \sin \varphi$$

Esta resistencia también la podemos expresar como caída de tensión en tanto por ciento con respecto la tensión nominal.

$$\varepsilon_{Rcc}(\%) = \frac{R_{cc} \cdot I_{1nF}}{V_{1nF}} \cdot 100$$

De la misma forma podemos calcular la caída de tensión en tanto por ciento en la impedancia de cortocircuito. Este dato suele proporcionarse por el fabricante

$$\varepsilon_{cc}(\%) = \frac{Z_{cc} \cdot I_{1nF}}{V_{1nF}} \cdot 100$$

Para poder hallar las pérdidas en el cobre únicamente debemos conocer la corriente del ensayo (que debe ser la corriente nominal) y la resistencia de cortocircuito.

$$P_{cu} = 3 \cdot R_{cc} \cdot I_{1nF}^2$$

Nótese que en las pérdidas en el cobre la corriente puede ser o no la nominal, y que en función del régimen de trabajo esta corriente puede estar por encima o por debajo por lo que estas pérdidas se suelen conocer como pérdidas variables.

Las pérdidas en el cobre a corriente de ensayo distinta de la nominal serán;

$$P'_{cu} = 3 \cdot R_{cc} \cdot I_{1F}^2$$

Que relacionando esta ecuación con la de las pérdidas en el cobre a corriente nominal de ensayo obtenemos;

$$P'_{cu} = P_{cc} \cdot \left(\frac{I_{1F}}{I_{1nF}} \right)^2$$

Formula que nos permite conocer las pérdidas en función de la corriente de ensayo y de la potencia de cortocircuito medida.

Hay que recordar que las corrientes empleadas en la formula son las corrientes de ensayo, ya que si lo que queremos es conocer las pérdidas a una determinada carga de trabajo primero deberíamos conocer la corriente del secundario y las pérdidas las calcularíamos como:

$$P'_{cu} = 3 \cdot R_{cc} \cdot I'_{2F}^2$$

Si relacionamos igual que antes con la potencia de cortocircuito obtenemos;

$$P'_{cu} = P_{cc} \cdot \left(\frac{I'_{2F}}{I'_{2nF}} \right)^2$$

Por otro lado nos puede interesar conocer la pérdida de potencia en tanto por cien que sería la potencia perdida dividida de la potencia nominal de la máquina.

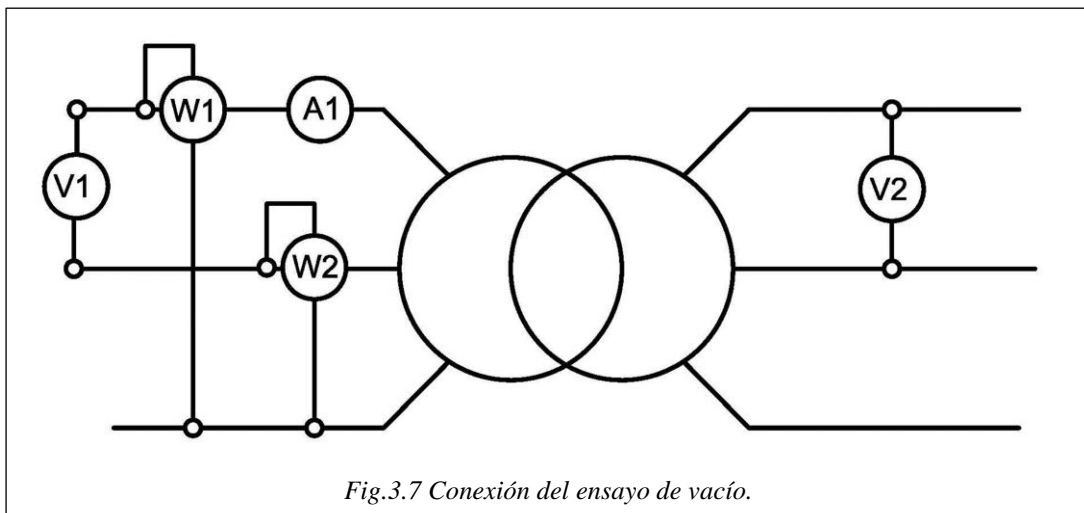
$$P'_{cu}(\%) = \frac{P_{cc} \cdot \left(\frac{I'_{2F}}{I'_{2nF}}\right)^2}{3 \cdot V_{1nF} \cdot I_{1nF} \cdot \cos\varphi} \cdot 100 = \frac{P_{cc} \cdot \left(\frac{I'_{2F}}{I'_{2nF}}\right)^2}{P_n} \cdot 100$$

Donde P_n es la potencia activa nominal del transformador en Vatios.

3.3.1.1.2 Pérdidas en el hierro.

Para obtener las pérdidas en el hierro del transformador necesitamos conocer la rama de vacío de este. Para ello igual que en el caso de las pérdidas del cobre necesitamos realizar un ensayo para obtener los parámetros necesarios. Este ensayo recibe el nombre de ensayo de vacío.

El ensayo de vacío consiste en conectar el transformador con el secundario abierto y con la configuración que se muestra en la figura 3.7



El ensayo normalmente se realiza a tensión nominal del primario y su valor es medido por el voltímetro V1.

Mediante el amperímetro controlamos la corriente que circula que será la corriente de vacío de fase I_{0F} .

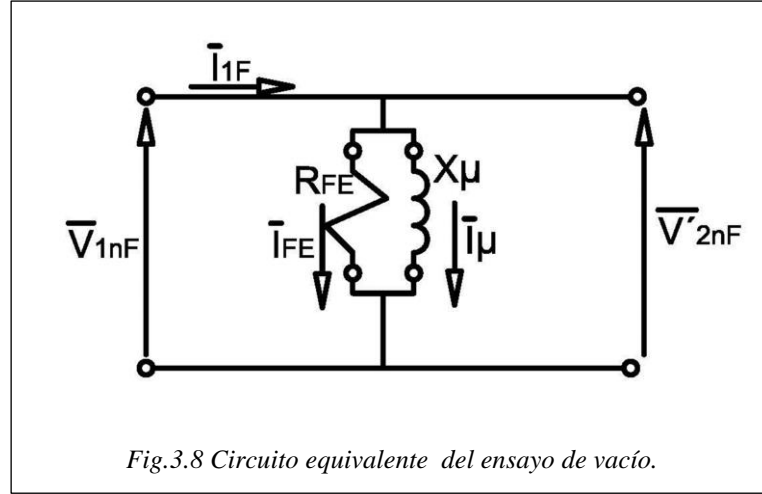
Los dos vatímetros W1 y W2 en conexión Arón, realmente nos están dando las pérdidas de vacío (P_0) durante el ensayo, pero nosotros necesitamos conocer la rama de vacío para cuantificar esas pérdidas de manera analítica por medio de una expresión que relacione la corriente de vacío y la resistencia.

Por último el voltímetro V2 nos proporciona la tensión de salida en vacío que si el ensayo se realiza a tensión nominal en el secundario obtendremos la tensión nominal del secundario V_{2n} .

El primer resultado que encontramos se trata de la relación de transformación que si recordamos viene dada por:

$$rt = \frac{V_{1nF}}{V_{2nF}}$$

Si consideramos que el secundario está abierto y recordando el circuito equivalente del transformador de la figura 3.4 es fácil llegar a la conclusión de que no circulará corriente por la impedancia de cortocircuito, por lo tanto podemos eliminarla, obteniendo el circuito equivalente del ensayo de vacío (Fig.3.8).



Dado que conocemos la tensión del ensayo (la nominal) y por medio del amperímetro conocemos la corriente de vacío de fase junto con las pérdidas de vacío podemos hallar el factor de potencia:

$$\cos \varphi = \frac{P_0}{\sqrt{3} \cdot V_{1nF} \cdot I_{1F}}$$

Ya conocemos el factor de potencia, la corriente y la tensión, por lo tanto podemos hallar los valores de la rama de vacío que no es más que un divisor de corriente siendo cada corriente;

$$I_{1F} = I_{FE} + jI_{\mu}$$

$$I_{FE} = I_{1F} \cdot \cos \varphi$$

$$I_{\mu} = I_{1F} \cdot \sin \varphi$$

Y los valores de resistencia y reactancia.

$$R_{FE} = \frac{V_{1nF}}{I_{FE}}$$

$$X_{\mu FE} = \frac{V_{1nF}}{I_{FE\mu}}$$

Las pérdidas en el hierro o pérdidas de vacío alimentando el primario a tensión nominal se pueden calcular como:

$$P_{FE} = 3 \cdot \frac{V_{1nF}^2}{R_{FE}}$$

En caso de que no se alimente a tensión nominal:

$$P'_{FE} = 3 \cdot \frac{V_{1F}^2}{R_{FE}}$$

Si dividimos ambas ecuaciones podemos obtener una expresión que nos relacione las pérdidas de vacío en condiciones nominales relacionadas con los cambios de tensión que puedan producirse.

$$P'_{FE} = P_{FE} \cdot \left(\frac{V_{1nF}}{V_{1F}} \right)^2$$

Si nos interesa hallar la potencia perdida frente la potencia nominal en tanto por cien podemos emplear la expresión:

$$P'_{FE}(\%) = \frac{P_{FE} \cdot \left(\frac{V_{1nF}}{V_{1F}} \right)^2}{3 \cdot V_{1nF} \cdot I_{1nF} \cdot \cos\varphi} \cdot 100 = \frac{P_{FE} \cdot \left(\frac{V_{1nF}}{V_{1F}} \right)^2}{P_n} \cdot 100$$

3.3.1.1.3 Pérdidas totales de un transformador.

Las pérdidas totales de un transformador será la suma de las pérdidas en el cobre más las pérdidas en el hierro.

$$P_{Trafo AC} = P_{CU} + P_{FE}$$

Si intercambiamos los valores de las pérdidas en el cobre y las pérdidas en el hierro previamente halladas obtenemos;

$$P_{Perdida Trafo AC} = 3 \cdot R_{cc} \cdot I'_{2F}{}^2 + 3 \cdot \frac{V_{1F}^2}{R_{FE}}$$

Si queremos saber el tanto por ciento de potencia perdida con respecto a la nominal podemos emplear;

$$P(\%)_{Perdida Trafo AC} = \frac{R_{cc} \cdot I'_{2F}{}^2 + 3 \cdot \frac{V_{1F}^2}{R_{FE}}}{V_{1nF} \cdot I_{1nF} \cdot \cos\varphi} \cdot 100$$

Ecuación que surge de dividir la potencia perdida total entre la potencia nominal y multiplicarla por cien.

3.3.1.2 Pérdidas en los conductores.

Las pérdidas en los conductores en el caso de HVAC están provocadas por las pérdidas por efecto Joule o pérdidas en el cobre y por el efecto corona.

Previamente se ha explicado en que consiste el efecto Joule el cual es la disipación de energía calorífica de un conductor, debido a un aumento de la temperatura del mismo como causa, de estar atravesado por una corriente de electrones.

Al igual que las pérdidas en el cobre de los transformadores, es necesario conocer la resistencia del cable para poder cuantificarlas, así como contemplar el efecto *Skin*. Debemos recordar que la temperatura a la que se encuentra el conductor influye directamente sobre la resistencia de este.

La otra parte de las pérdidas en los conductores se deben a las pérdidas por el efecto corona, que como ya se explicó es un fenómeno por el cual se ioniza el aire alrededor del conductor, volviéndose este conductor y generando fugas de corriente. Este fenómeno está sujeto al tipo de configuración y número de conductores así como a valores de la densidad del aire.

3.3.1.2.1 Pérdidas por efecto Joule en los conductores.

De nuevo es necesario conocer la resistencia del conductor para poder hallar las pérdidas por efecto Joule. Como se ha comentado anteriormente la resistencia de un conductor atravesado por un señal de corriente alterna es mayor que la resistencia de un conductor atravesado por corriente continua.

La resistencia eléctrica para un conductor con una sección s y longitud l es;

$$R_{DC} = \frac{\rho \cdot l}{s}$$

La fórmula anterior responde también se puede exponer como resistencia por unidad de longitud como;

$$R'_{DC} = \frac{\rho}{s}$$

Donde la resistividad (ρ (mm²/m)) para el cobre a 20°C es $\rho_{Cu} = 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ y para el aluminio a 20°C $\rho_{Al} = 0,0282 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

A continuación se muestra una tabla que recoge los valores de resistencia a 20°C para corriente continua en los distintos conductores normalmente empleados en HVDC

DENOMINACION	EQUIVALENCIA COBRE mm ²	COMPOSICION				SECCION		DIAMETRO		CARGA DE	RESIST.	PESO APROX. DEL CABLE		
		ALUMINIO		ACERO		mm ²		EXT. APROX. mm		ROTURA	ELECT. MAX	kg/km		
		n	Diam. (mm)	n	Diam. (mm)	Aluminio	Total	Total	Alma	kgf		Total	Aluminio	Acero
LA 30	16,9	6	2,38	1	2,38	26,69	31,14	7,14	2,38	1.010	1,0750	107,9	73,2	34,7
LA 56	29,7	6	3,15	1	3,15	46,76	54,55	9,45	3,15	1.670	0,6137	189,0	128,2	60,8
LA 78	42,7	6	3,78	1	3,78	67,33	78,55	11,34	3,78	2.360	0,4261	272,1	184,6	87,5
LA 110	59,4	30	2,00	7	2,00	94,25	116,24	14,00	6,00	4.400	0,3066	432,5	260,2	172,3
LA 145	75,1	30	2,25	7	2,25	119,28	147,11	15,75	6,75	5.520	0,2423	547,3	329,2	218,1
LA 180	92,7	30	2,50	7	2,50	147,26	181,62	17,50	7,50	6.520	0,1962	675,7	406,5	269,2
LA 280	151,9	26	3,44	7	2,68	241,65	281,13	21,80	8,04	8.620	0,1198	975,9	666,5	309,4
LA 380	212,3	54	2,82	7	2,82	337,27	380,99	25,38	8,46	10.870	0,0857	1.274,0	931,4	342,6
LA 455	253,3	54	3,08	7	3,08	402,33	454,49	27,72	9,24	12.650	0,0718	1.519,7	111,0	408,7
LA 545	305,1	54	3,38	7	3,38	484,53	547,33	30,42	10,14	15.150	0,0597	1.830,2	1.338,0	492,2
LA 635	355,7	54	3,65	10	2,19	565,03	636,60	32,85	10,95	17.850	0,0512	2.128,6	1.560,4	568,2

Fig.3.9 Conductores aluminio acero ACSR según UNE 21018.

Para calcular la resistencia por unidad de longitud de un conductor en corriente alterna debemos aplicar la siguiente expresión;

$$R'_{\theta} = R'_{DC \theta} \cdot (1 + 7.5 \cdot f^2 \cdot D_{ext}^4 \cdot 10^{-7})$$

Donde;

- f es la frecuencia de la red en Hz.
- D_{ext} Es el diámetro del conductor en mm
- $R'_{DC \theta}$ Es la resistencia del conductor en corriente continua a una temperatura θ expresada en Ω/km

Para conocer $R'_{DC \theta}$ (Ω/km) a una determinada temperatura θ aplicaremos;

$$R'_{DC \theta} = R'_{DC 20^{\circ}\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Donde α es coeficiente de dilatación lineal y sus valores son;

- $\alpha_{AL} = 0.004032 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
- $\alpha_{CU} = 0.003929 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$

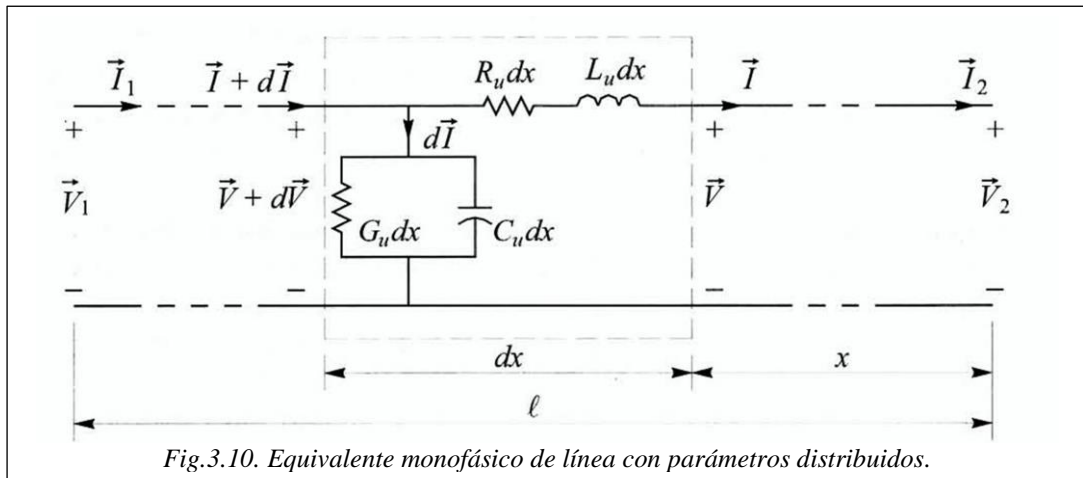
$R'_{DC 20^{\circ}\text{C}}$ es la resistencia del conductor en corriente continua a 20°C descrita para un conductor en particular en la tabla 3.9.

Una vez descrita la resistencia de un conductor en corriente alterna, podemos definir las pérdidas por efecto Joule en el conductor de longitud l (km) como;

$$P_{pJ} = 3 \cdot I_F^2 \cdot R'_{\theta} \cdot l$$

La anterior fórmula solo es aplicable directamente para líneas de una longitud menor a 80 km puesto que se puede considerar que la intensidad es prácticamente constante través de todos los puntos de la línea. Sin embargo, como el objetivo es hacer una comparativa de las pérdidas de HVAC y HVDC, no tendría sentido comparar líneas por debajo de 240 km en líneas aéreas o por debajo de 80km en subterráneas y submarinas. Por ello aplicaremos el modelo para líneas largas.

Este modelo se emplea ante la imposibilidad de concentrar las características de la línea en un solo punto y se debe analizar por medio de parámetros transversales y longitudinales de forma continua a lo largo de la longitud dx de la línea.



Si relacionamos el esquema de la figura 3.10 con la ecuación de las Pérdidas por efecto Joule anteriormente mostrada podemos llegar a la expresión:

$$P_{PJ} = 3 \cdot |\vec{I}^2| \cdot R_u dx \cdot l$$

La resistencia de la línea también podemos definirla como anteriormente quedando la expresión;

$$P_{PJ} = 3 \cdot |\vec{I}^2| \cdot R'_\theta \cdot l$$

Podemos considerar que $\vec{I} \approx \vec{I}_1$ por tanto;

$$P_{PJ} = 3 \cdot |\vec{I}_1|^2 \cdot R'_\theta \cdot l$$

También podemos definir una expresión de potencia perdida por unidad de longitud si dividimos la expresión anterior entre la longitud de la línea.

$$P_{PJ} = 3 \cdot |\vec{I}_1|^2 \cdot R'_\theta$$

Estas pérdidas también podemos definir las como tanto por cien por km de línea que es la expresión resultante de dividir la ecuación anterior entre la potencia total de la línea.

$$\Delta P\% = \frac{3 \cdot |\vec{I}_1|^2 \cdot R'_\theta}{P_T} \cdot 100 = \frac{3 \cdot |\vec{I}_1|^2 \cdot R'_\theta}{\sqrt{3} \cdot |\vec{U}_1| \cdot |\vec{I}_1| \cdot \cos\varphi} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot |\vec{I}_1| \cdot R'_\theta}{|\vec{U}_1| \cdot \cos\varphi} \cdot 100$$

A través del modelo de línea larga podemos definir los valores de tensión y corriente como;

$$\begin{cases} \vec{U}_1 = A\vec{U}_2 + B\vec{I}_2 \\ \vec{I}_1 = C\vec{U}_2 + D\vec{I}_2 \end{cases}$$

Que también podemos expresarlo como;

$$\begin{cases} \vec{U}_2 = A\vec{U}_1 - B\vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 = -C\vec{U}_1 + D\vec{I}_1 \end{cases}$$

Donde las constantes podemos definir las como;

$$\begin{cases} A = D = \cosh \gamma l \\ B = Z_c \cosh \gamma l \\ C = \frac{1}{Z_c} \cosh \gamma l \end{cases}$$

Donde γ Es la constante de propagación en m^{-1} la cual viene dada por:

$$\gamma = \sqrt{Z_u \cdot Y_u}$$

Z_c Es la impedancia característica de la línea en Ω y que viene dada por

$$Z_c = \sqrt{Z_u/Y_u}$$

Donde Z_u e Y_u representan respectivamente la impedancia es serie y la admitancia en paralelo.

Para conocer Z_u e Y_u debemos atender a las características del circuito expresado en la figura 3.10 los cuales podemos definir como:

- R_u Como la resistencia del conductor por unidad de longitud.
- L_u Como la inductancia del conductor por unidad de longitud.
- G_u Como conductancia por unidad de longitud en siemens.
- C_u Como la capacidad de la línea por unidad de longitud.

Conociendo los parámetros anteriores podemos definir Z_u e Y_u como:

$$\begin{cases} Z_u = R_u + j\omega L_u \\ Y_u = G_u + j\omega C_u \end{cases}$$

A modo de resumen podemos establecer los pasos que serían necesarios para calcular las pérdidas por efecto Joule en los conductores de corriente alterna para líneas largas:

1. Calcular Z_u e Y_u por medio de los parámetros de la línea los cuales debemos conocer R_u podemos considerarla como R'_θ .
2. Calcular la constante de propagación por medio de la expresión

$$\gamma = \sqrt{Z_u \cdot Y_u}$$

3. Calcular la impedancia característica de la línea por medio de la expresión;

$$Z_c = \sqrt{Z_u / Y_u}$$

4. Hallar la corriente I_1 por medio de ;

$$\vec{I}_1 = C\vec{U}_2 + D\vec{I}_2$$

Donde U_2 e I_2 son la tensión y la corriente al final de la línea y por tanto podemos considerar los valores nominales de esta o los valores determinados, en función del régimen de trabajo (sobrecarga, vacío, etc...).

5. Calculamos las pérdidas por kilómetro por medio de la expresión:

$$P_{pJ} = 3 \cdot |\vec{I}_1|^2 \cdot R'_\theta$$

3.3.1.2.2 Pérdidas por efecto corona.

El efecto corona como antes se ha explicado se debe a un proceso de ionización del gas alrededor del conductor convirtiéndose este en conductor. La causa es la aparición de un gradiente de campo eléctrico de un valor determinado y a una determinada geometría de los conductores para los cuales parece este efecto.

Depende de varios parámetros tanto eléctricos como del propio entorno tal como se muestra a continuación.

- a) La disposición relativa de los conductores y de sus diámetros.
- b) La tensión y la frecuencia.
- c) La naturaleza de las superficies de los conductores y su estado.
- d) Las condiciones atmosféricas.

Las dos últimas son muy difíciles de definir y por tanto normalmente no son consideradas en los cálculos.

La explicación física se encuentra en que entre dos conductores en los que existe una diferencia de potencial determinada, se produce una concentración de las líneas de campo en la periferia del conductor lo que provoca que aumente la intensidad del campo en esta zona. Por tanto si el gradiente llega a alcanzar el valor de ruptura o rigidez dieléctrica, comenzará a arrancar electrones desde el conductor, que al estar recorrido por una señal alterna funcionará como cátodo en los semiciclos negativos.

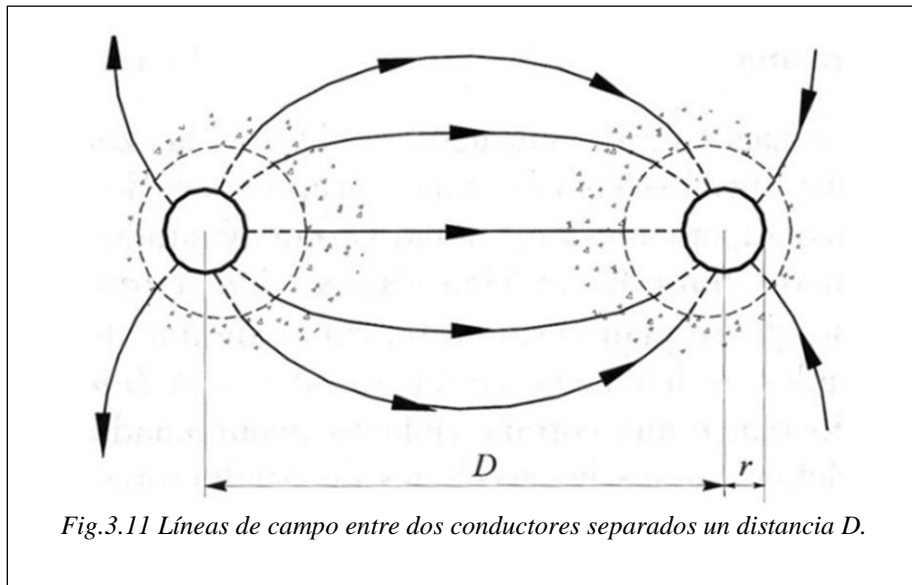


Fig.3.11 Líneas de campo entre dos conductores separados una distancia D.

Por lo tanto, lo primero es conocer si se va a producir efecto corona antes de considerar las pérdidas. Para conocer la existencia de efecto corona primero debemos calcular el valor de tensión al que se generará la ruptura de la rigidez dieléctrica, para ello calcularemos la *tensión crítica disruptiva* mediante la fórmula;

$$V_c = \frac{30}{\sqrt{2}} \cdot m_c \cdot m_t \cdot r \cdot \delta \cdot \ln \frac{DMG}{r}$$

Donde

- $\frac{30}{\sqrt{2}}$ = Rigidez dieléctrica del aire en kV/cm.
- m_c = coeficiente del conductor empleado.
 - $m_c = 1$ para conductores nuevos.
 - $m_c = 0.93$ a 0.98 , para conductores viejos (con protuberancias).
 - $m_c = 0.83$ a 0.87 , para cables (formados por hilos).
- m_t = coeficiente medioambiental. El aire será más conductor si esta húmedo o contaminado. Así:
 - $m_t = 1$, cuando el aire es seco.
 - $m_t = 0.8$, cuando el aire es húmedo (tormenta) o contaminado.
- r = radio del conductor en cm. Es muy importante recordar las unidades para que la fórmula final tenga coherencia.
- δ = densidad relativa del aire. No tiene unidades y depende de las condiciones medioambientales y de la altura topográfica. Su expresión es:

$$\delta = \frac{(25 + 273)[K] \quad h[mHg]}{760[mmHg] \quad (273 + \theta)[K]}$$

Donde θ es la temperatura del aire en °C y h es altura de presión relativa del aire (en mm de Hg) y podemos hallarla por medio de la expresión:

$$\log h = \log 760 - \frac{Y}{18336}$$

Donde Y es la altura topográfica en msnm.

- **DMG** es la distancia media geométrica.

Esta tensión calculada debe ser comparada con la tensión más elevada de la línea la cual podemos encontrar en la siguiente tabla en función de la tensión nominal de la línea.

Tensión (kV)	Tensión más elevada (kV)
132	145
220	245
380	420

Fig.3.12 Tensiones nominales normalizadas, así como los valores correspondientes de las tensiones más elevadas -según las normas CEI

En la tabla anterior solo he incluido los valores de las tensiones de la líneas de primera categoría y que, como nuestro objetivo es comparar HVAC y HVDC la tensión normalmente no va a ser menor de 132 kV.

Para aquellos casos en los que se produce el efecto corona La potencia perdida se calculará mediante la fórmula:

$$P_{corona} = \frac{244}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{RMG}{DMG}} \cdot (V_s - V_c)^2 \cdot 10^{-5}$$

Donde:

- P_c es la pérdida de potencia en kW/km.
- δ es el factor de densidad del aire.
- f es la frecuencia de la línea en Hz
- DMG es la distancia media geométrica entre fases.
- RMG es el radio medio geométrico.
- V_s es el valor de la tensión fase-neutro (o tensión simple) en kV.
- V_c es el valor de tensión crítica disruptiva en kV.

3.3.2 PÉRDIDAS TOTALES DE UN SISTEMA HVAC.

Si recordamos las pérdidas totales de la línea de corriente alternas vendrán dadas por la suma de todas las pérdidas de los transformadores y de los conductores teniendo en cuenta las particularidades como número de conductores y potencia de la instalación entre otros.

$$P_{T\ HVAC} = P_{Trafo\ A} + P_{Trafo\ B} + P_{Conductores}$$

Que también la podemos expresar como

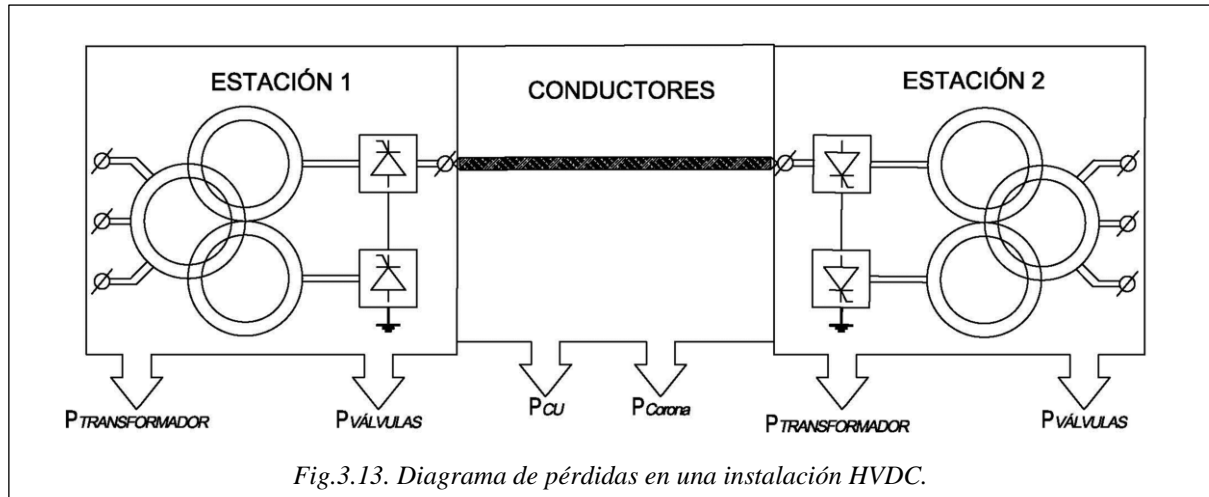
$$P_{T\ HVAC} = P_{CU\ T.A} + P_{FE\ T.A} + P_{CU\ T.B} + P_{FE\ T.B} + P_{PJ} + P_{Corona}$$

Donde

- $P_{CU\ T.A}$ son las pérdidas en el cobre del transformador A.
- $P_{FE\ T.A}$ son las pérdidas en el hierro del transformador A.
- $P_{CU\ T.B}$ son las pérdidas en el cobre del transformador B.
- $P_{FE\ T.B}$ son las pérdidas en el hierro del transformador B.
- P_{PJ} son las pérdidas por efecto Joule en los conductores.
- P_{Corona} son las pérdidas por efecto corona por efecto corona si es que las hubiera.

3.4 PÉRDIDAS EN HVDC, CONCEPTOS Y PROCESO DE DETERMINACIÓN.

En un instalación HVDC los elementos a considerar son los transformadores convertidores, los convertidores y el conductor o conductores. Las pérdidas que se produzcan en los anteriores elementos son los que determinarán las pérdidas de la instalación. El conjunto de la instalación formado por el transformador convertidor se suelen considerar como la estación convertidora, en donde además se pueden considerar los elementos como el smoothing reactor los filtros y las baterías de condensadores, de estos últimos se pueden considerar las pérdidas aunque el bajo valor de estas hacen que puedan ser despreciadas.



Las pérdidas en la estación uno y dos como se verá más adelante, se consideran las mismas y las pérdidas en los conductores dependerán del tipo de configuración (bipolar monopolar etc...).

En el caso de una configuración back to back las Pérdidas en los conductores son eliminadas ya que no existen como tal al estar los dos grupos de conversión en la misma estación.

A continuación se va a explicar el método de cálculo de las pérdidas teniendo en cuenta que emplearemos una configuración con un generador de doce pulsos y tiristores.

Para conocer estas pérdidas nos basaremos en las siguientes normas:

EN 61378-2:2001
IEC 61803

3.4.1 PÉRDIDAS EN LAS ESTACIONES.

Las pérdidas a considerar en la estación están ligadas a los elementos que la forman y estos son el transformador, el convertidor y otros elementos como el smoothing reactor, los filtros y las baterías de condensadores los cuales generan menores pérdidas.

En la siguiente tabla se pueden ver el tipo de pérdidas en una estación convertidora y el tanto por cien que representan frente a las pérdidas totales de la estación.

ELEMENTO	% de Pérdidas con respecto al total de las pérdidas
Tiristores y válvulas	25-40%
Transformadores	40-55%
Snubbers	2.5-8%
Smoothing reactor	4-13%
DC filters	0.1-1%
Equipos auxiliares.	3-10%

Fig.3.14 Tabla de la norma IEC 61803

3.4.1.1 Pérdidas en el transformador conversor

Para cuantificar las pérdidas en los transformadores convertidores debemos acudir a la norma EN 61378-2:2001 en la que se establece que para un transformador conversor para aplicación en HVDC las pérdidas se establecen de la siguiente forma.

Las pérdidas totales de un transformador de convertidor deben representar la suma de las pérdidas en vacío y las pérdidas debidas a la carga a los valores asignados.

La pérdida en vacío y la corriente en vacío se miden de la misma manera que para los transformadores de corriente alterna convencionales. Por lo tanto para las pérdidas de vacío o pérdidas en el hierro aplicaremos el ensayo aplicado en el apartado 1.3.1.1.2 que si recordamos obteníamos la expresión;

$$P'_{FE} = 3 \cdot \frac{V_{1F}^2}{R_{FE}}$$

Para las pérdidas en carga (las cuales contiene las pérdidas en el cobre como pérdidas debidas a armónicos) la norma nos indica que, el suministrador debe calcular el valor de las pérdidas reales totales debidas a la carga en servicio basadas sobre un espectro armónico para la corriente de carga. Este espectro debe ser suministrado por el comprador.

- las pérdidas por corrientes de Foucault y parásitas se supone que son proporcionales al cuadrado de la corriente;
- las pérdidas por corrientes de Foucault de los devanados se supone que dependen de la frecuencia con el exponente 2, y las pérdidas parásitas en las partes mecánicas se supone que siguen la frecuencia con el exponente 0,8.

Pérdidas por corrientes de Foucault y pérdidas parásitas:

$$\Delta P \propto I^2 \cdot f^k$$

Donde K=0.8 para pérdidas parásitas en las partes mecánicas que no sean devanados. Y k=2 para pérdidas por Foucault en los devanados.

Las pérdidas totales en carga nos indica la norma que pueden ser calculadas mediante:

$$P_{CARGA} = I_{LN}^2 \cdot R + P_{WE1} \cdot F_{WE} + P_{SE1} \cdot F_{SE}$$

Donde;

I_{LN} es el valor eficaz de la corriente de carga.

F_{WE} Es el factor de crecimiento para pérdidas de Foucault en los devanados y viene dada por :

$$F_{WE} = \sum_{n=1}^{n=25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{f_h}{f_1} \right)^2$$

F_{SE} Es el factor de crecimiento para pérdidas de parásitas en las partes mecánicas y viene dado por;

$$F_{SE} = \sum_{n=1}^{n=25} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{f_h}{f_1} \right)^{0.8}$$

P_{WE1} Son las pérdidas en los devanados por Foucault y podemos aproximarlas a $P_{WE1} \propto I^2 \cdot f^2$

P_{SE1} Son pérdidas de parásitas en las partes mecánicas $P_{WE1} \propto I^2 \cdot f^{0.8}$.

I_1 es la corriente de fase del transformador.

I_h Es la amplitud de la corriente del armónico n.

R resistencia de los devanados en corriente continua, incluidos los conductores internos.

Por lo tanto las pérdidas totales en los dos transformadores de las estaciones viene dadas por:

$$P_{P\ Trafos\ HVDC} = 2 * P_{CARGA} + 2 * P_{FE} = 2 \cdot \left(I_{LN}^2 \cdot R + P_{WE1} \cdot F_{WE} + P_{SE1} \cdot F_{SE} + 3 \cdot \frac{V_{1F}^2}{R_{FE}} \right)$$

3.4.1.2 Pérdidas en las válvulas.

Estas pérdidas son las más complejas de la instalación en cuanto a cálculos se refiere y depende de muchos parámetros propios de las válvulas, así como de parámetros que deben ser medidos en la instalación.

Para el proceso de estas pérdidas emplearemos la norma IEC 61803 la cual nos explica el origen y forma de obtención analítica de todas las pérdidas de una estación convertidora.

Lo primero que debemos tener en cuenta es que estas pérdidas son calculadas empleando un sistema LCC con un convertidor de doce pulsos o seis pulsos.

La norma establece que las pérdidas en las válvulas vienen establecidas por;

- Pérdidas en vacío las cuales se producen cuando el convertidor está bloqueado y no existe carga.
- Pérdidas en carga o en operación.
- Pérdidas auxiliares debidas a equipos auxiliares de enfriamiento etc.

Antes de continuar y explicar las formas de cálculo primero expondré el circuito equivalente de una válvula y algunos parámetros a tener en cuenta.

La figura 3.14 muestra el circuito equivalente que se considera para una válvula. Dónde:

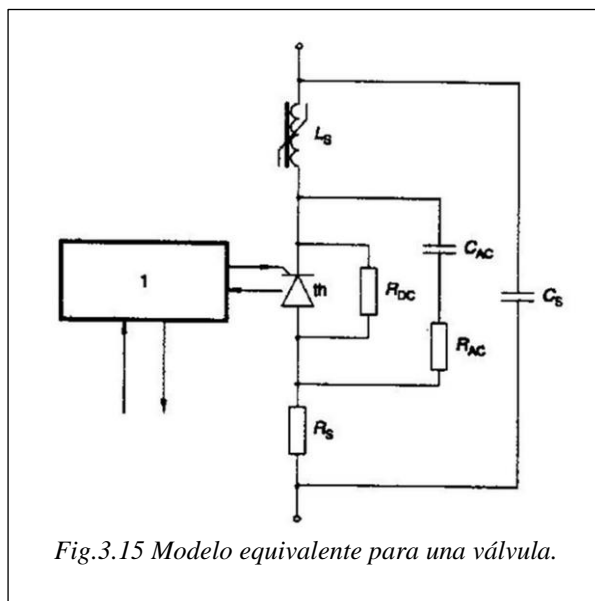


Fig.3.15 Modelo equivalente para una válvula.

Rs Representa el valor de la resistencia en serie con la válvula debida a conexiones y embarrados que pueden presentarse alrededor del tiristor.

RDC Es la resistencia que presenta la válvula entre sus conexiones cuando esta está en corte.

RAC y **CAC** Representan los valores de resistencia y capacidad (damping resistor y damping capacitor según la norma) que pueden tener los circuitos snubbers y otros circuitos de auxiliares que se conectan a cada tiristor.

Cs Representa la capacidad que puede existir entre los devanados y los bornes de salida del transformador así como la capacidad entre la válvula y tierra.

3.4.1.2.1 Pérdidas en operación.

En este caso se consideran ocho términos de pérdidas que afectan a las válvulas y que por tanto las pérdidas totales en operación será el sumatorio de las ocho.

3.4.1.2.1.1 Pérdidas en la conducción por válvula.

Esta componente de las pérdidas es función del producto de la corriente, en corriente continua en régimen estacionario, por la tensión en corriente continua ideal. La expresión que muestra la norma es:

$$P_{V1} = \frac{N_t \cdot I_d}{3} \cdot \left[U_0 + R_0 \cdot I_d \cdot \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right) \right]$$

Donde N_t Es el número de tiristores conectados en serie por válvula.

I_d Es el valor de la corriente instantánea del bus de DC.

R_0 Es la resistencia slope proporcionada por el fabricante para cada tiristor.

U_0 Corresponde con la tensión proporcional en el tiristor con un corriente determinada y la resistencia slope. Se puede hallar por medio de la característica de estado on (on-state) como se muestra en la figura 3.16

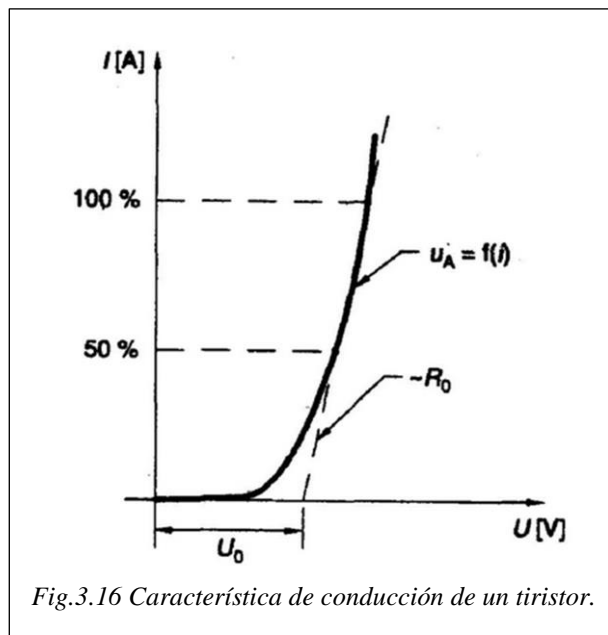


Fig.3.16 Característica de conducción de un tiristor.

U_0 vendrá dada por la intersección de la recta de pendiente igual al valor negativo de la resistencia con el eje de la tensión. Esta recta puede ser trazada desde la intersección del 50% del valor de la corriente o desde el 100% en función de lo especificado en el proyecto.

Aun así al igual que el valor de R_0 , el valor de la tensión en estado on (U_0) suele estar especificado en los data sheets o incluso nos facilitan la función de la característica de conducción.

3.4.1.2.1.2 Spreading losses.

Se tratan de unas pérdidas de conducción adicionales, las cuales se generan como resultado de un retraso al conseguir la conducción total de la válvula desde que se dispara el dispositivo. Esto provoca una caída de tensión distinta a la ideal en el tiristor.

$$P_{v2} = N_t \cdot f \cdot \int_0^{t_1} [U_B(t) - U_A(t)] \cdot i(t) dt$$

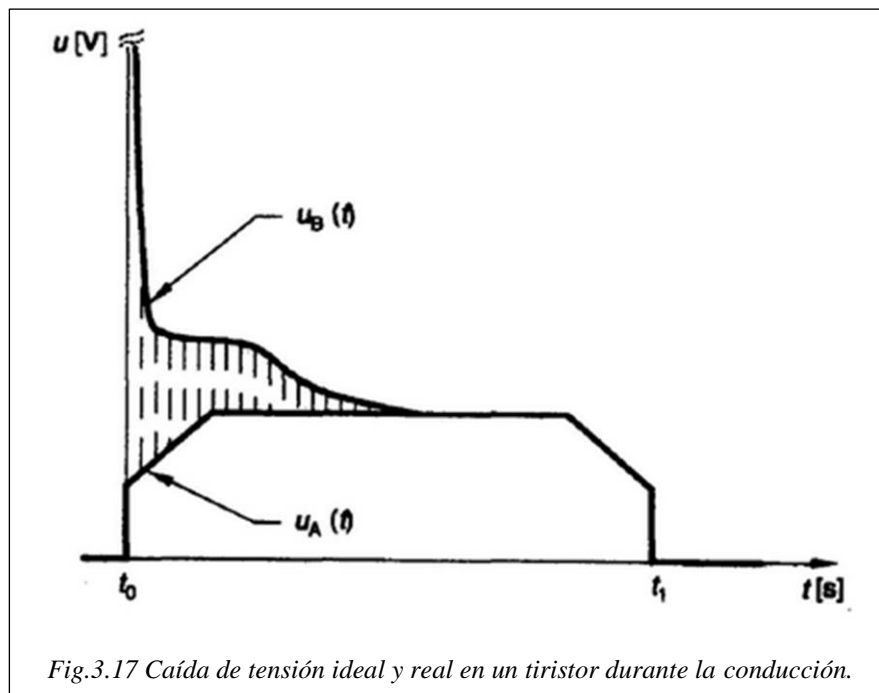
Donde t_1 es el tiempo del intervalo de conmutación y viene dado por;

$$t_1 = \frac{\frac{2}{3}\pi + \mu}{2\pi f}$$

$i(t)$ Es el valor instantáneo de la corriente que circula por el tiristor en amperios.

$U_A(t)$ Se trata del valor instantáneo del voltaje en estado on en condiciones ideales como se muestra en la figura 3.17.

$U_b(t)$ Se trata del valor instantáneo del voltaje en estado on en condiciones reales como se muestra en la figura 3.17.



El valor de estas dos últimas tensiones no suelen estar expresadas en las data sheet por lo que se hace necesario un ensayo como marca la norma IEC 60700-1. Alternativamente se pueden obtener a partir de ensayos de laboratorio sobre un número de tiristores y con tratamiento estadístico de los resultados.

3.4.1.2.1.3 Otras pérdidas en la conducción.

Son pérdidas que también se producen durante la conducción pero no son debidas propiamente a las características del tiristor si no a características externas y propias del resto de circuito.

$$P_{V3} = \frac{R_s \cdot I_d^2}{3} \cdot \left(\frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right)$$

R_s representa a la resistencia de los conductores por los que pasa la corriente como el bus bar y las conexiones entre circuitos pero sin tener en cuenta el tiristor.

Se puede medir directamente entre terminal y terminal o puede ser calculada por medio de las resistividades de los materiales. Si se emplea este último método la norma nos dice que será necesario documentar y justificar los cálculos. En caso de medirse se debe sustituir el tiristor por una pieza conductora de cobre capaz de soportar la medición.

3.4.1.2.1.4 Pérdidas dependientes del voltaje en continua.

Son pérdidas provocadas durante el estado off en el que la válvula está bloqueada por lo que influye, la tensión entre fases a la que está sometida la válvula en estado off, así como la resistencia en corriente continua que presenta la válvula en estado off. También afecta las inductancias de los devanados de los transformadores convertidores y se tienen en cuenta en la fórmula

$$P_{V4} = \frac{U_{V0}^2}{2\pi \cdot R_{DC}} \left\{ \frac{4}{3}\pi + \frac{\sqrt{3}}{4} [\cos(2\alpha) + \cos(2\alpha + 2\mu)] + \frac{6m^2 - 12m - 7}{8} [\sin(2\alpha) + \sin(2\alpha + 2\mu)2\mu] \right\}$$

Donde

$m = \frac{L_1}{(L_1 + L_2)}$ Siendo L_1 y L_2 los valores de las inductancias de las reactancias de cortocircuito del transformador convertidor pudiéndose considerar el valor L_2 igual en triángulo que en estrella.

En este término también se pueden incluir el valor de las inductancias debidas a devanados auxiliares del transformador.

R_{DC} Es la resistencia de fuga en corriente continua que presenta la válvula. Al ser muy dependiente con la temperatura se debe tener en cuenta sobre todo si el tiristor está refrigerado.

La fórmula anterior solo es válida para un ángulo de superposición de $\mu=30^\circ$

3.4.1.2.1.5 Pérdidas dependientes a la resistencia de los supresores.

Los snubbers o supresores son circuitos empleados para proteger la válvula y mejorar la conmutación. También generan pérdidas en sus componentes y en este caso son las pérdidas debidas a la resistencia equivalente del snubber que se conoce como damping resistor y se representa por R_{AC} .

$$P_{V5} = 2\pi f^2 U_{V0}^2 C_{AC}^2 R_{AC} \left\{ \frac{4}{3}\pi + \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{3\sqrt{3}}{2} m^2 + (6m^2 - 12m - 7) \frac{\mu}{4} + \left(\frac{7\pi}{8} + \frac{9m}{4} - \frac{39m^2}{32} \right) \sin 2\alpha + \left(\frac{7}{8} + \frac{3m}{4} - \frac{3m^2}{32} \right) \sin(2\alpha + 2\mu) - \left(\frac{\sqrt{3}}{16} m + \frac{3\sqrt{3}}{8} m^2 \right) \cos(2\alpha) + \frac{3\sqrt{3}}{8} m \cos(2\alpha + 2\mu) \right\}$$

Donde

C_{AC} es la capacidad del condensador que forma el circuito snubber y/o los circuitos auxiliares de la válvula, se puede emplear el valor de diseño o el real. En caso de tener varios niveles de válvulas este valor debe multiplicarse por el número existente de tiristores.

R_{AC} Es el valor de la resistencia en Ω del circuito supresor y/o los circuitos auxiliares de la válvula. En caso de tener varios niveles de válvulas este valor debe multiplicarse por el número existente de tiristores.

3.4.1.2.1.6 Pérdidas dependientes a los cambios en la energía del condensador de los supresores.

Aparece cuando el tiristor está bloqueado, Ante la aparición de variaciones en la tensión entre dos fases, los condensadores conectados entre ellas se cargarán y descargarán, esto produce una determinada pérdida de potencia que será del orden de $\frac{1}{2} C \cdot \Delta U^2$. Estas variaciones de tensión son el resultado de los ángulos de superposición por lo que se deben considerar que para una válvula esta pérdida se producirá doce veces y que se producirán doce variaciones en la tensión durante un ciclo (siempre que consideremos el convertidor de doce pulsos).

La norma nos muestra una fórmula que calcula las pérdidas para las doce variaciones de tensión por ciclo. Esta fórmula se considera muy pesimista en cuanto a los resultado y que presenta pérdidas bastante altas.

$$P_{v6} = \frac{U_{v0}^2 \cdot f \cdot C_{HF} \cdot (7 + 6m^2)}{4} [\sin^2 \alpha + \sin^2(\alpha + \mu)]$$

Donde C_{HF} es la suma de C_{AC} y C_S o la capacidad equivalente por válvula.

3.4.1.2.1.7 Pérdidas en paso a estado off.

Son pérdidas durante el intervalo de paso a estado off debido a la energía disipada por las resistencias del snubber como al tiristor y la norma las define como:

$$P_{v7} = Q_{rr} \cdot f \cdot \sqrt{2} \cdot U_{vo} \cdot \sin(\alpha + \mu + 2\pi \cdot f \cdot t_0)$$

Donde

Q_{rr} es la energía almacenada en el tiristor en colombios proporcionada por el fabricante.

t_0 Es el tiempo que tarda en pasar a estado off el tiristor y viene dado por ;

$$t_0 = \sqrt{\frac{Q_{rr}}{\left(\frac{di}{dt}\right)_{t=0}}}$$

Donde $\left(\frac{di}{dt}\right)_{t=0}$ es la pendiente de la corriente en la desconexión (paso a off)

Normalmente el fabricante nos suele proporcionar t_0

3.4.1.2.1.8 Pérdidas por histéresis en la reactancia de la válvula.

Se tratan de pérdidas debidas a histéresis que se producen en las reactancias propias del snubber así como otros devanados.

Según la norma:

$$P_{v8} = n_L \cdot M \cdot k \cdot f$$

Donde n_L corresponde con el número de núcleos, M es la masa de cada núcleo en kg y k representa las pérdidas de cada núcleo en julios/kg.

3.4.1.2.1.9 Pérdidas totales en carga en cada válvula.

Consiste en sumar las ocho componentes anteriores por lo tanto y según la norma:

$$P_{VT} = \sum_{i=1}^{i=8} P_{Vi}$$

3.4.1.2.2 Pérdidas en vacío por válvula.

Se tratan de pérdidas provocadas por las corrientes que circulan través de las resistencias y condensadores que forman la válvula cuando la válvula está bloqueada.

$$P_{V0} = \frac{U_{V0}}{3} \left(\frac{1}{R_{DC}} + \frac{R_{AC}}{Z_{AC}^2} \right)$$

Donde

$$Z_{AC} = \sqrt{R_{AC}^2 + \left(\frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C_{AC}} \right)^2}$$

3.4.1.3 Pérdidas en el smoothing reactor.

Las pérdidas en el smoothing reactor están producidas por la disipación de energía debida a la corriente continua con corrientes armónicas superpuestas que crean pérdidas por Foucault y por histéresis.

En el smoothing reactor solo existen pérdidas en régimen de carga ya que en vacío la corriente que atraviesa el smoothing reactor es cero.

Las pérdidas provocadas por corriente continua son halladas por medio de test realizados por el fabricante por lo que podemos considerar estas pérdidas conocidas ya que nos las proporcionará el propio fabricante y las representaremos por P_{DC} [W].

El resto de las pérdidas por tanto se deben las corrientes armónicas que se inyecten al smoothing reactor y las pérdidas totales será la suma de ambas componentes que según la norma puede ser calculada como:

$$P_{SR} = (0.125k_h + (0.125k_e) \cdot P_{DC}$$

Donde;

k_h Es la componente de las pérdida por histéresis y viene dada por;

$$k_h = \sum_{12}^{n=48} K_{hn} = \sum_{12}^{n=48} \left(\frac{I_n}{I_d} \cdot n \right)$$

Donde:

k_e Es la componente de las pérdida por Foucault y viene dada por;

$$k_e = \sum_{12}^{n=48} K_{en} = \sum_{12}^{n=48} \left(\left(\frac{I_n}{I_d} \right)^2 \cdot n^{0.5} \right)$$

3.4.1.4 Pérdidas totales en las estaciones.

El conjunto total de las pérdidas en las dos estaciones será la suma de las pérdidas en los transformadores más las pérdidas en los convertidores más las pérdidas en el smoothing reactor.

Hay que recordar que las pérdidas que se han expuesto, corresponden con las pérdidas de las válvulas teniendo en cuenta que tenemos 12 válvulas debemos multiplicar por doce por una estación y por 24 si consideramos las dos estaciones.

En función de lo anterior podemos enunciar;

$$P_{P.Estaciones} = P_{P.Trafos HVDC} + P_{Conversores} + P_{SR} = 2 * P_{CARGA} + 2 * P_{FE} + 24 \cdot P_{VT} + 24 \cdot P_{VO} + P_{SR}$$

3.4.2 PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES.

Las pérdidas en los conductores en el caso de HVDC están provocadas por las pérdidas por efecto Joule o pérdidas en el cobre y por el efecto corona.

Previamente se ha explicado en que consiste el efecto Joule el cual es la disipación de energía calorífica de un conductor, debido a un aumento de la temperatura del mismo como causa, de estar atravesado por una corriente de electrones.

Al igual que las pérdidas en el cobre de los transformadores es necesario conocer la resistencia del cable para poder cuantificarlas, así la temperatura a la que se encuentra el conductor.

La otra parte de las pérdidas en los conductores se deben a las pérdidas por el efecto corona, que como ya se explicó es un fenómeno por el cual se ioniza el aire alrededor del conductor, volviéndose este conductor y generando fugas de corriente. Este fenómeno está sujeto al tipo de configuración y número de conductores por haz y número de polos así como a valores de la densidad del aire, lluvia viento y otros fenómenos climáticos.

3.4.2.1 Pérdidas por efecto Joule.

Para cuantificar las pérdidas por efecto Joule primero es necesario conocer la resistencia del conductor. En corriente continua tenemos la facilidad de que no existe efecto *Skin* por lo que no solo será necesario hallar la resistencia del conductor en función de la temperatura de trabajo.

La resistencia eléctrica en ohmios para un conductor de longitud l en metros y una sección s en cm^2 es;

$$R_{DC} = \frac{\rho \cdot l}{s}$$

La fórmula anterior responde también se puede exponer como resistencia por unidad de longitud como;

$$R'_{DC} = \frac{\rho}{s}$$

Donde la resistividad (ρ (mm^2/m)) para el cobre a 20°C es $\rho_{\text{CU}} = 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ y para el aluminio a 20°C es $\rho_{\text{AL}} = 0,0282 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Para conocer $R'_{DC\theta}$ (Ω/km) a una determinada temperatura θ aplicaremos;

$$R'_{DC\theta} = R'_{DC 20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Donde α es coeficiente de dilatación lineal y sus valores son;

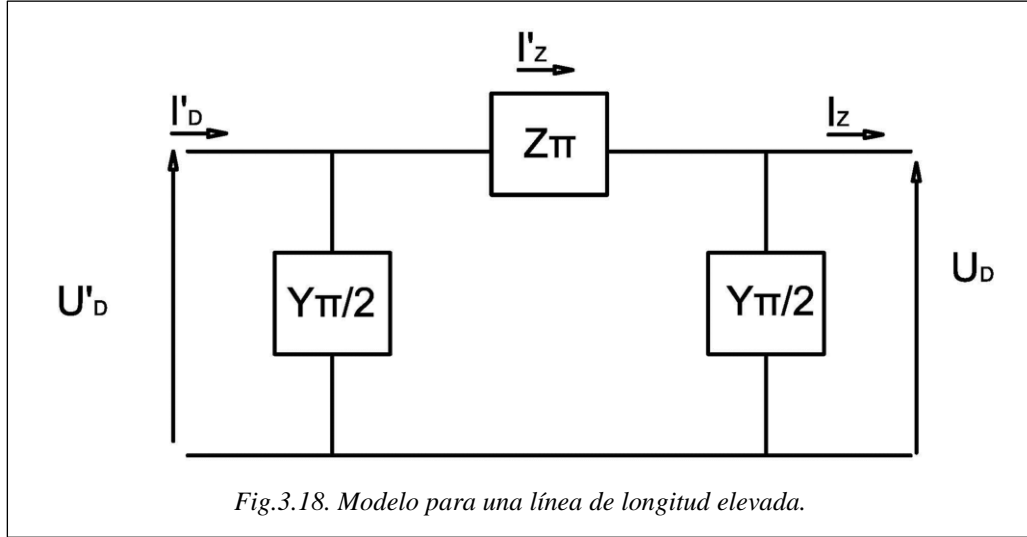
$$\alpha_{\text{AL}} = 0.004032 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$\alpha_{\text{CU}} = 0.003929 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

Las pérdidas en vatios por efecto Joule en corriente continua y por kilómetro en un conductor se pueden definir como:

$$P_{JLDC} = 2 \cdot I_{DC}^2 \cdot R'_{DC \theta}$$

Ahora bien, al igual que en corriente alterna las líneas que consideramos son de longitudes por encima de 80km por lo que su impedancia no está concentrada y se debe considerar distribuida. El modelo que se suele emplear en sistemas HVDC para modelar el DC bus es el modelo π .



Del de parámetros distribuidos conocemos las siguientes ecuaciones de impedancia y admitancia;

$$Z_{\pi} = Z_c \sinh(\gamma l)$$

$$\frac{Y_{\pi}}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)$$

Donde:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{j\omega C}}$$

Siendo γ la constante de propagación que podemos definir como:

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(j\omega C)}$$

Podemos definir I'_z como;

$$I'_z = I_D + \frac{U_D}{\frac{Y_{\pi}}{2}}$$

Por lo que las pérdidas por efecto Joule por kilómetro en corriente continua quedaría;

$$P_{JLDC} = 2 \cdot I'^2_z \cdot R'_{DC \theta}$$

3.4.2.2 Pérdidas por efecto corona.

El efecto corona como antes se ha explicado se debe a un proceso de ionización del gas alrededor del conductor convirtiéndose este en conductor. La causa es la aparición de un gradiente de campo eléctrico de un valor determinado, al número de conductores por haz y número de polos.

Para calcular estas pérdidas en corriente continua no es posible emplear la fórmula de Peek ya que esta depende de la frecuencia. En este caso emplearemos las ecuaciones de E. Uhlmann (*Power Transmission by Direct Current; Springer Verlag 1975*).

Primero debemos establecer el valor del gradiente campo eléctrico en la superficie del conductor;

$$E = \frac{\frac{U_d}{r}}{\ln \frac{2H}{r} + (m-1) \ln \frac{2H}{s'} + \vartheta \frac{m}{2} \ln \left[1 + \left(\frac{2H}{A} \right)^2 \right]}$$

Dónde:

- U_d Es la tensión en kV de la línea de corriente continua.
-
- H es la altura promedio del conductor respecto a tierra en metros.
- A es la distancia entre polos en metros.
- r es el radio del conductor
- m es el número de conductores por haz.
- s es la distancia entre los conductores del haz.
- $s' = s$ para el caso de dos conductores por haz y $s' = s \cdot 1.23$ para cuatro.
- $\vartheta = +1$ para líneas homopolares.
 $\vartheta = 0$ Para líneas monopolares.
 $\vartheta = -1$ Para líneas bipolares.
 $\vartheta = 0.5$ Para líneas con un polo por tierra.

El valor del gradiente campo eléctrico máximo en la superficie del conductor para el haz de conductores es;

$$E_{M\acute{a}x} = E \left[1 + (m-1) \frac{r}{R} \right]$$

Donde;

$$R = 0.5 * s \quad \text{Para } m=4$$

$$R = 0.5 * s \quad \text{Para } m=2$$

El valor de referencia para comparar el gradiente de campo máximo se suele establecer en 22 kV/cm.

La corriente que emana desde los conductores se establece mediante:

$$I_c = c \cdot m \cdot 2^{0.25 \cdot (E_{M\acute{a}x} - 22)} \cdot 10^{-3}$$

En amperios por kilómetro. [A/km]

Donde C=0.15...0.25...0.35 en función del estado del conductor (cuanto más dañado más bajo)

Las pérdidas por efecto corona en HVDC se definen como;

$$P_{Corona} = \lambda \cdot I_c \cdot U_d$$

Siendo

- $\lambda=+1$ para líneas homopolares.
- $\lambda=0$ Para líneas monopolares.
- $\lambda=-1$ Para líneas bipolares.
- $\lambda=0.5$ Para líneas con un polo por tierra.

3.4.3 PÉRDIDAS TOTALES EN UN SISTEMA HVDC.

Las pérdidas totales en un sistema HVDC será la suma de las pérdidas en las dos estaciones más las pérdidas en los conductores. Por lo que podemos definir:

$$P_{T\text{ HVDC}} = P_{P.\text{Estaciones}} + P_{Conductores} = P_{P.\text{Trafos HVDC}} + P_{Conversores} + P_{SR}$$

Sustituyendo por cada componente quedará:

$$P_{T\text{ HVDC}} = 2 * P_{CARGA} + 2 * P_{FE} + 24 \cdot P_{VT} + 24 \cdot P_{V0} + P_{SR} + P_{JL} + P_{Corona}$$

3.5 COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN HVAC Y HVDC.

Antes hemos visto los procesos de cálculo que pueden ser empleados para obtener las pérdidas en ambos sistemas. Ahora el concepto es intentar mostrar cuáles serán las diferencias en cuanto a pérdidas entre cada uno de los sistemas

También, debemos pensar que los sistemas HVDC, están pensados para transferir a distancias donde el HVAC no sería rentable por lo que, debemos tener en cuenta la longitud de la línea dado que prácticamente será el factor que decidirá si la instalación será rentable o no.

Por otro lado se deben considerar las peculiaridades de cada uno de los sistemas y de cómo afecta el entorno al funcionamiento de estos (terreno en cuanto a electrodos, meteorología extrema, etc...).

A priori la primera diferencia es que en HVAC empleamos 3 o 6 conductores sin contar los conductores por haz, mientras que en HVDC, empleamos como mucho dos polos en el caso de las bipolares o un solo polo sin contar los conductores por haz. Esto ya revela que las pérdidas por efecto Joule van a ser menores en corriente continua. Así mismo debemos recordar que en corriente alterna el efecto *skin* profiere que se aumente la resistencia con respecto a la resistencia que el conductor presentaría en corriente continua.

A modo de comparativa podemos realizar un pequeño ejercicio en el cual vamos a suponer que, vamos a transferir la misma potencia en corriente continua que en corriente alterna con un valor de corriente similar para la componente resistiva en corriente alterna y para la corriente en continua, es decir $I_r=I_d$ con, por otro lado vamos a suponer como variable de partida la resistencia por unidad de longitud de un conductor a 20°.

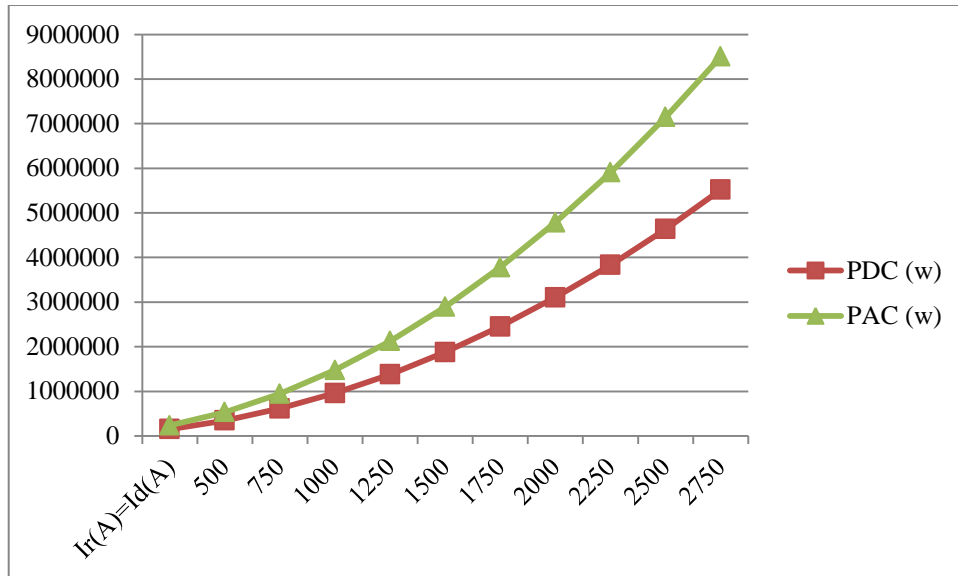
La potencia disipada en corriente alterna será:

$$P_{pJ} = 3 \cdot I_r^2 \cdot R'_\theta$$

Y en corriente continua será

$$P_{JLDC} = 2 \cdot I_{DC}^2 \cdot R'_{DC\theta}$$

Recordemos que $R'_{\theta} > R'_{DC\theta}$ por el efecto skin. El resultado para ambas formulas es:



Donde queda patente que las pérdidas por un conductor recorrido por corriente alterna son mayores.

Si siguiendo con las pérdidas en los conductores los siguientes a evaluar son las pérdidas por efecto corona, las cuales son menores para los sistemas HVDC por diversas razones. La primera es que no se trata de una corriente sinusoidal, la segunda es que la superficie de los conductores es menor en comparación con la misma potencia en corriente alterna y por último, en las líneas HVDC se suele imponer que el polo sea de tensión negativa por lo que reduce bastante la posibilidad de que aparezca el fenómeno.

A continuación se muestra una gráfica que ilustra las pérdidas por efecto corona para distintos sistemas.

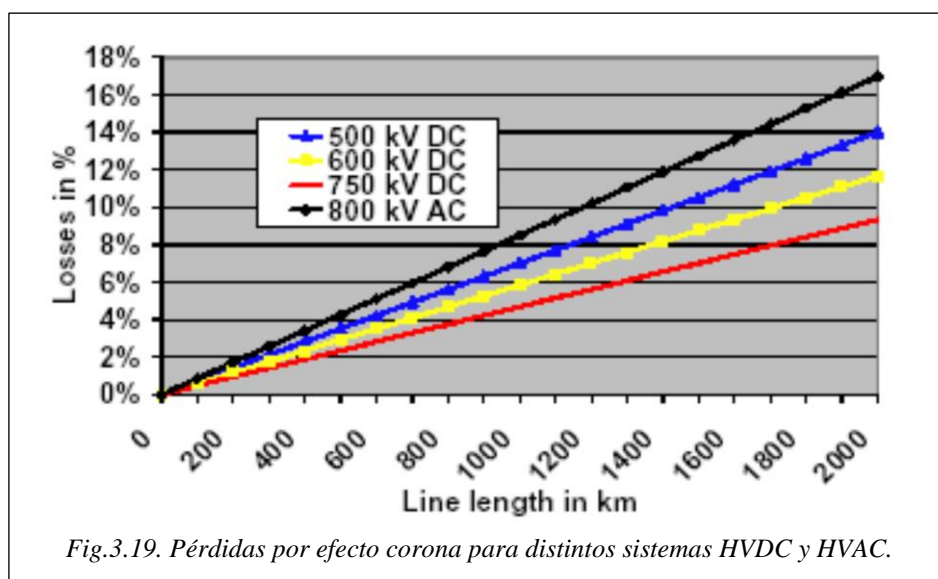


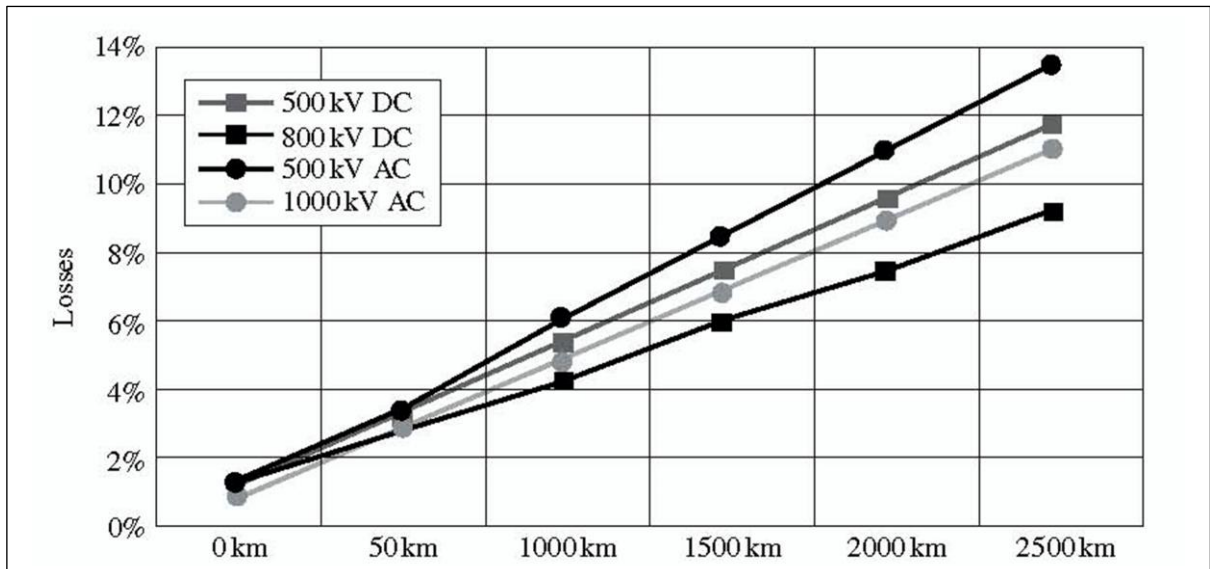
Fig.3.19. Pérdidas por efecto corona para distintos sistemas HVDC y HVAC.

PÉRDIDAS EN HVDC Y COMPARATIVA CON PÉRDIDAS HVAC.

En cuanto a las pérdidas totales de la transmisión en HVDC recordemos que se deben a la suma de las pérdidas de ambas estaciones y a las pérdidas en conductores mientras que para corriente alterna se basan en las pérdidas de los transformadores más las pérdidas en la línea.

Para visualizar cuales son las pérdida totales voy a emplear una simulación realizada por Zhang, X.P. en el documento (2006), 'A grid for tomorrow', *Power Engineer*.

La gráfica nos muestra las pérdidas totales en tanto por ciento de los sistemas para una potencia de 6GW a distintas distancias en km.



Como se puede observar se comparan distintas tensiones para la misma potencia en AC y en DC para varias longitudes. Si nos fijamos podemos ver que existe una frontera de unos 500km para los cuales la transmisión en corriente alterna presenta unas pérdidas mucho mayores que en corriente continua.

Antes de esta distancia las pérdidas son casi similares si no mayores a la de continua debido a las grandes pérdidas en los convertidores. A partir de 1000km queda patente que los sistemas HVDC tienen menos pérdidas y por tanto más eficientes que las líneas de corriente alterna.

Por lo tanto a modo de resumen podemos decir que en los conductores las pérdidas en HVDC son menores que en HVAC ya sean estas pérdidas provocadas por efecto corona o efecto Joule, siendo la diferencia en las pérdidas por efecto corona de entre un 2%-4% menores que en corriente alterna. En cuanto las pérdidas totales los sistemas HVDC se plantean como una solución en el caso de transferir a distancias grandes donde ha quedado patente que el rendimiento de las líneas de corriente alterna es más bajo.

Por lo tanto a la hora de plantear una instalación de HVDC frente a una de HVAC los parámetros que mayoritariamente van a ser selectivos serán, la potencia que se pretende transferir y la longitud a la que se pretende transferir, ya que, a partir de distancias grandes, los sistemas HVDC será la elección más eficiente. Obviamente por otro lado hay que conocer los gastos de inversión y la parte económica de las instalaciones cosa que se estudiará más adelante.

4 COSTES DE INVERSIÓN HVDC Y HVAC.

Podemos definir costes de inversión como el gasto destinado a la creación de la infraestructura necesaria para la realización del servicio. Es decir el coste de la instalación en el que se valorará el coste de los equipos y su instalación (obra civil etc...).

Este coste representa la viabilidad de una instalación frente a otra, cuando será rentable construir una infraestructura HVDC y cuando debemos emplear el sistema convencional de transporte en corriente alterna.

Para poder conocer el coste de inversión total debemos conocer el coste de cada equipo por separado. Estos costes los he recogido de distintos documentos y dado la dificultad para encontrar datos precisos estos datos se deben considerar orientativos y no costes definitivos. Muchos de los datos pertenecen a otros estudios en los cuales se basan de los costes aproximados conocidos de otras instalaciones existentes. Otros costes pertenecen a los publicados en el BOE-A-2011-3693, el cual especifica los costes de inversión para instalaciones de alta tensión en corriente alterna.

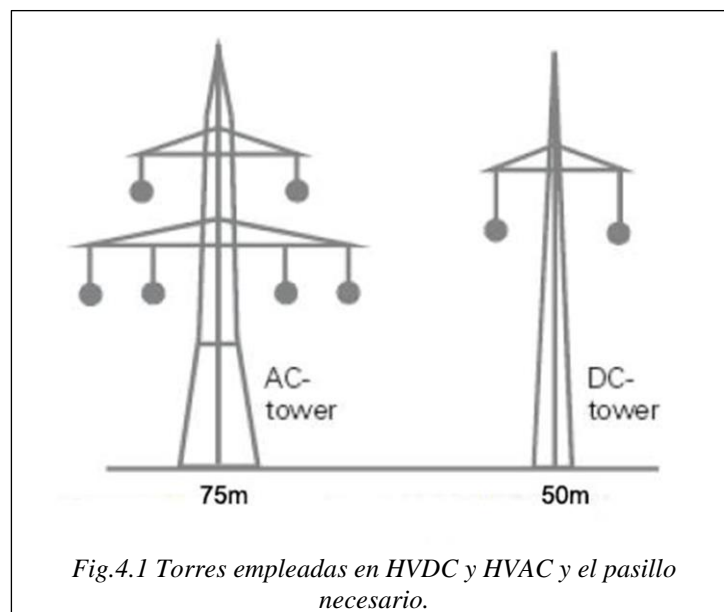
Por otra parte, estos datos monetarios pertenecen a distintos años por lo que he decidido actualizarlos, por medio de los índices de precios industriales facilitados por el INE (Instituto nacional de estadística), poniendo como base el año 2013 que es el último del que conocemos el índice.

Por último se debe tener en consideración que el concepto de esta sección es la de hacer una comparativa de costes de instalación frente a la longitud de la línea de transporte, para determinadas potencias y considerar bajo que parámetros se muestra viable la inversión en HVDC.

4.1 **CONSIDERACIONES PREVIAS.**

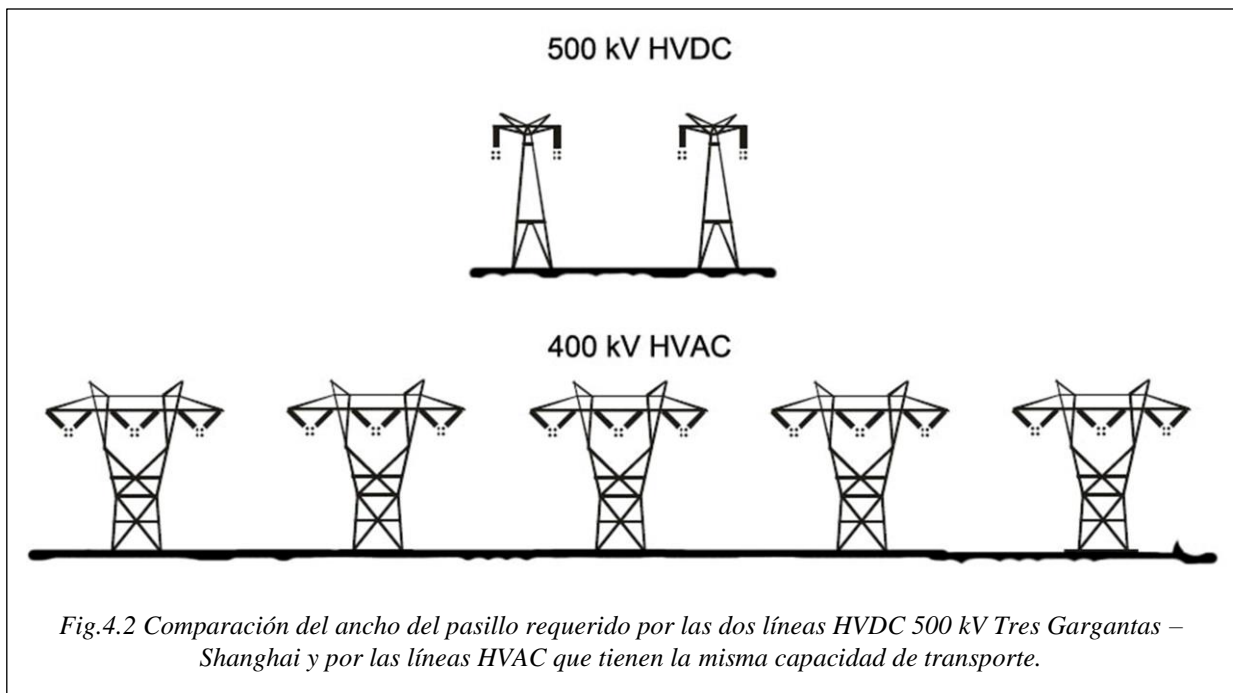
Dado que uno de los objetivos de esta sección es la de realizar una comparativa entre HVAC y HVDC debemos tener en cuenta las siguientes características referentes a cada uno de los sistemas.

Es necesario observar en primer lugar que la capacidad de transporte de una línea en corriente continua es claramente más elevada que la de una línea en tensión alterna del mismo tamaño. Se muestra un ejemplo visual en la figura 4.1 en la que se comparan dos líneas de muy alta tensión que tienen una capacidad de transporte similar: una línea de 800 kV en corriente alterna que tiene capacidad de transporte de 1000 MVA y ocupando un pasillo de 75 m y una línea 500 kV en corriente continua, con capacidad de 1500 MW y ocupando un pasillo de 50 m de anchura.



Lo anteriormente mencionado pone de manifiesto que el pasillo necesario para una línea de corriente alterna siempre va a ser mayor que para corriente continua, incluso en el caso de que la potencia de corriente alterna sea menor. Esto va a representar un doble problema en el caso de las líneas de corriente alterna, el cual es, que estas aumentan su coste en cuanto a la compra de terreno necesario y los privilegios de paso de la línea además de tener que utilizar estructuras mucho más grandes para menor potencia y por tanto más caras.

Por otro lado la capacidad de transporte influye de forma que, para transportar más de 1000 MVA por medio de corriente alterna, necesitaríamos de más de una línea (por lo menos dos si empleamos 400 kV) mientras que en HVDC solo sería necesaria una línea. Esto se muestra en la Figura 4.2, en la que se puede observar la línea HVDC que une la central hidroeléctrica de Tres Gargantas en China a la ciudad de Shanghai : se comparan las dos líneas de 500 kV en corriente continua, en cuestión de ocupación de terreno, a las cinco líneas que serían necesarias para obtener la misma capacidad de transporte (2×1500 MW).



Además de un problema económico representa un problema medioambiental ya que si empleamos HVDC estamos reduciendo mucho la superficie empleada para el transporte y por tanto el impacto sobre el terreno es mucho menor favoreciendo así la sostenibilidad de la línea eléctrica con el medioambiente.

Como resumen podemos destacar que para una misma potencia una instalación HVDC va a suponer un menor impacto ambiental y un menor coste económico en cuanto a superficie de terreno así como tamaño del pasillo necesario para emplazar las líneas.

Esto último debemos tenerlo en consideración a la hora de calcular y comparar los costes de inversión en cada caso.

4.2 INDICES DE PRECIOS INDUSTRIALES.

Un índice de precio es un número índice calculado a partir de los precios y cantidades de un periodo. Un número índice es una medida estadística que permite estudiar las fluctuaciones o variaciones de una magnitud o de más de una en relación al tiempo o al espacio.

Si definimos X como el Número Índice de un determinado valor o bien en el período t , respecto al período base o , entonces;

$$I_o^t = \frac{x_t}{x_o}$$

Donde X_t representa el valor del bien en el período t y X_o el valor del bien en el periodo o .

Dado que lo que estamos empleando son productos industriales debemos aplicarles los índices de precios industriales lo cuales nos proporciona el INE en función del grupo al que pertenezca para distintos años. En nuestro caso los precios que debemos tener en cuenta serán, por un lado el de los conductores y por otro lado el de los transformadores y otros equipos que tengan cabida en subestaciones, de esta forma en INE encontramos los índices *273 Fabricación de cables y dispositivos de cableado* y los índices *271 Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos, y de aparatos de distribución y control eléctrico*. El primero lo aplicaremos a los precios de conductores y el segundo lo aplicamos tanto a las estaciones HVDC como a transformadores como los equipos compensadores de reactiva etc...

Por medio de estos índices podemos calcular el tanto por cien de variación con respecto al año 2013 del precio que conozcamos del año facilitado. Aplicando este tanto por ciento podemos conocer un precio actualizado del producto.

A continuación se detallan los índices y su variación.

273 Fabricación de cables y dispositivos de cableado

AÑO	ÍNDICE	% RESPECTO 2013
2013	128,7	0
2012	125,85	2,85
2011	118,89	9,81
2010	100	28,7
2009	88,369	40,331
2008	99,499	29,201
2007	99,605	29,095
2006	85,997	42,703
2005	63,535	65,165
2004	59,733	68,967
2003	56,583	72,117
2002	57,128	71,572
1990	56,117	72,583

Fig.4.3 Índices industriales para varios años y variación de estos con respecto el año 2013.

271 Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos, y de aparatos de distribución y control eléctrico

AÑO	ÍNDICE	% RESPECTO 2013
2013	104,512	0
2012	103,626	0,886
2011	101,271	3,241
2010	100	4,512
2009	100,468	4,044
2008	102,491	2,021
2007	100,483	4,029
2006	94,362	10,15
2005	90,226	14,286
2004	87,571	16,941

Fig.4.4 Índices industriales para varios años y variación de estos con respecto el año 2013.

4.3 COSTES DE LOS ELEMENTOS HVDC.

Para una instalación HVDC debemos tener en cuenta el coste de las estaciones y el coste de la línea. El coste de la línea es dependiente tanto de la potencia como de la longitud de la misma mientras que el coste de la estación es dependiente de la potencia.

Debemos tener en cuenta los dos tipos de sistemas tanto el LCC (también conocido como CSC) como el VSC, sobre todo en submarina ya que en aérea tendremos en cuenta solo el sistema LCC al presentar mayor tensión y potencia. La tensión que consideraremos para LCC será de ± 500 kV y para VSC de ± 300 kV dado que son las más usuales en cada sistema. A partir de estas tensiones consideraremos unos precios tanto de conductores como de estaciones los cuales definiremos a continuación.

4.3.1 COSTES ESTACIONES HVDC.

El coste más significativo de una instalación HVDC es el correspondiente a las estaciones conversoras los cuales pueden alcanzar valores como en la siguiente tabla.

	P= 6 GW	P= 0,65 GW
LCC	561.316.800,00 €	60.809.320,00 €
VSC	771.810.600,00 €	83.612.815,00 €

Fig.4.5 Costes para las estaciones LCC y VSC a distintas potencias.

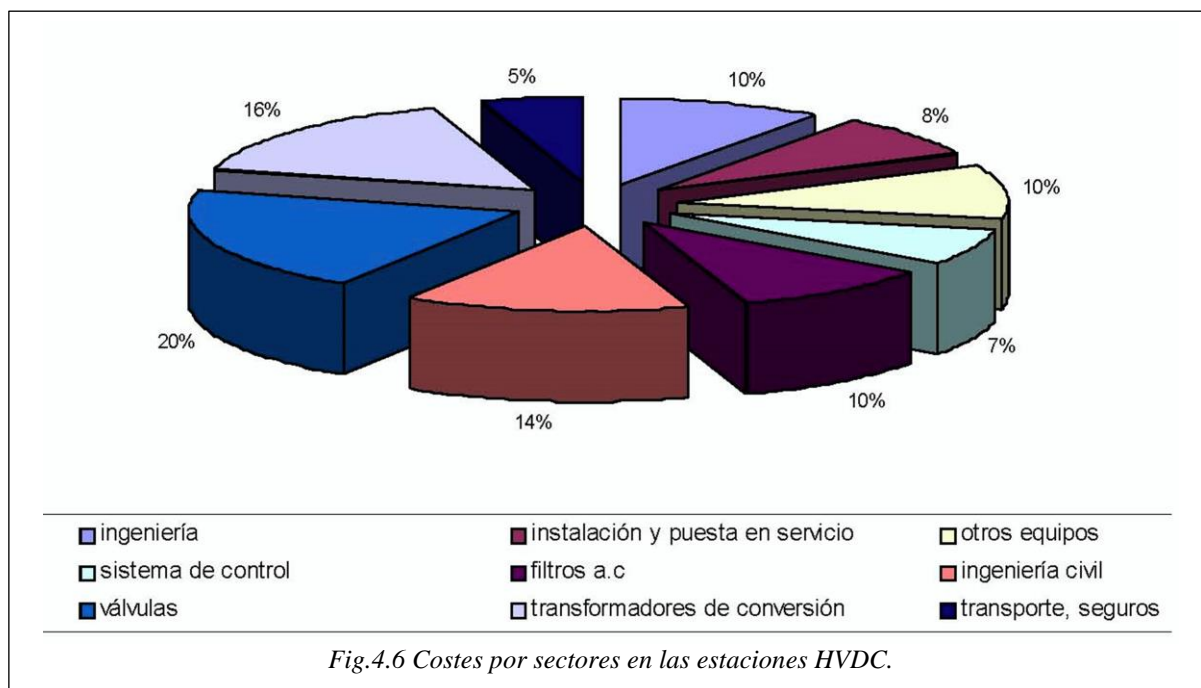


Fig.4.6 Costes por sectores en las estaciones HVDC.

Los costes que presento a continuación son del año 2004 y están basados en los costes proporcionados por ABB en el caso de VSC y en el caso del sistema LCC está basado en el coste del enlace Italia Grecia (500 MVA). De esta forma podemos ver en la tabla el coste en 2004 y el coste en 2013 calculado mediante índices (empleando el índice de Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos, y de aparatos de distribución y control eléctrico.).

CONVERSORES	VALOR 2004	UNIDAD	2013	UNIDAD	2013	UNIDAD
LCC	0,08	€/kW	0,093553	€/kW	93.552,80	€/MW
VSC	0,11	€/kW	0,128635	€/kW	128.635,10	€/MW

Fig.4.6.1 Coste de las estaciones de HVDC

De lo valores anteriores relacionándolos con la potencia podemos establecer los costes en dos estaciones como;

$$C_{LCC \text{ estaciones}} = 93.552,80 \times P(MVA) \text{ [€/MVA]}$$

$$C_{SVC \text{ estaciones}} = 128.635,10 \times P(MVA) \text{ [€/MVA]}$$

4.3.2 COSTES DE LA LÍNEA HVDC.

En este caso vamos a tener en cuenta tanto los cables aéreos como lo submarinos en el caso de aéreos tendremos en cuenta el sistema LCC a ± 500 kV y en el caso de los submarinos tendremos en cuenta tanto LCC a ± 500 kV como VSC a ± 300 kV.

Se puede comprobar que el sistema VSC es más caro para una potencia menor que los sistemas LCC, esto se debe al uso de IGBT y a los dispositivos de control necesarios para las válvulas.

4.3.2.1 Coste de la línea aérea en HVDC.

Como antes hemos mencionado vamos considerar el coste de los conductores de un línea aérea de corriente continua para los parámetros de $U_d = \pm 500$ kV línea bipolar.

Para ello siemens nos proporciona la siguiente fórmula en el libro *HVDC systems and their Planning* (1990).

$$C_{LCC \text{ Aéreo}} = A + B \times U_d + C \times \frac{I_d}{j}$$

Donde j es la densidad de corriente que consideraremos 0.8 A/mm^2 I_d la corriente nominal en DC y U_d la tensión nominal.

Los parámetros A, B y C son según siemens en 1990;

PARÁMETRO	VALOR
A	26,000
B	500
C	130

Fig.4.7 Parámetros de cálculo de coste de la línea aérea en corriente continua.

Aplicando la formula anterior para distintos valores de corriente y actualizando a precios de 2013 obtenemos;

POTENCIA (MVA)	COSTE (€/km) en 1990	COSTE (€/km) en 2013
250	276.081,25	476.469,30
500	276.162,50	476.609,53
750	276.243,75	476.749,75
1000	276.325,00	476.889,97
1250	276.406,25	477.030,20
1500	276.487,50	477.170,42
2000	276.650,00	477.450,87
3000	276.975,00	478.011,76

Fig.4.8 Costes de la línea aérea en el caso de un instalación HVDC.

Que representados gráficamente serán:

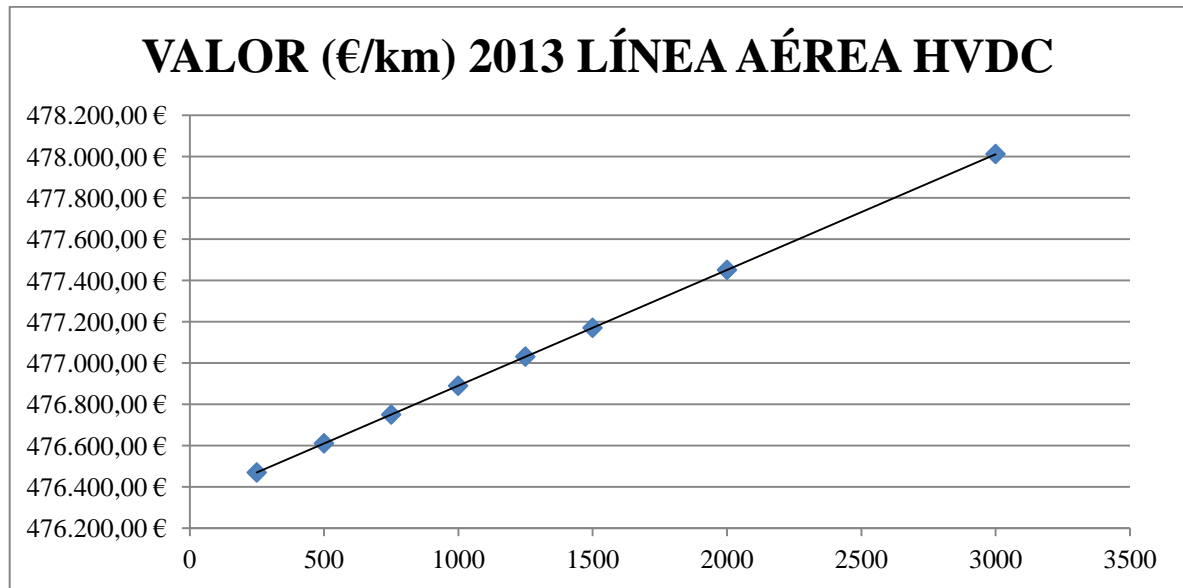


Fig.4.9 Costes de la línea aérea

De donde podemos obtener la ecuación del coste con respecto a la potencia por medio de una aproximación lineal que quedará como:

$$C_{LCC \text{ Aérea}} = 0.5609 \times P(MVA) + 476329 \left[\frac{\text{€}}{\text{km} \cdot MVA} \right]$$

Se debe tener en cuenta que son valores en función de la longitud es decir para hallar el coste de una determinada longitud debemos multiplicar por la longitud en kilómetros.

El coste de la estructura así como el tensado e instalación está incluido.

4.3.2.2 Coste de la línea submarina en HVDC.

Como ya se ha dicho antes en este caso tendremos en cuenta tanto la tecnología LCC como la tecnología VSC. Los niveles de tensión para cada tecnología serán ± 500 kV en LCC y ± 300 kV aproximadamente en VSC. Es debido a los niveles de tensión que el coste de los conductores es más alto para LCC que para VSC. Los conductores considerados tienen aislante XLPE.

Para el caso de LCC obtengo los datos de las instalaciones de SwePol, Skagerrak 3 link, el enlace de Italia gracia y el enlace con Islandia. En la tabla siguiente se muestran los costes actualizados a 2004 y después a 2013 son:

POTENCIA (MVA)	COSTE (€/km) 2004	COSTE (€/km) 2013
440	700.000,00 €	903.665,00 €
500	700.000,00 €	903.665,00 €
550	724.000,00 €	934.647,80 €
600	900.000,00 €	1.161.855,00 €

Fig.4.10. Costes de la línea submarina par tecnología LCC

Si expresamos gráficamente los datos anteriores obtenemos

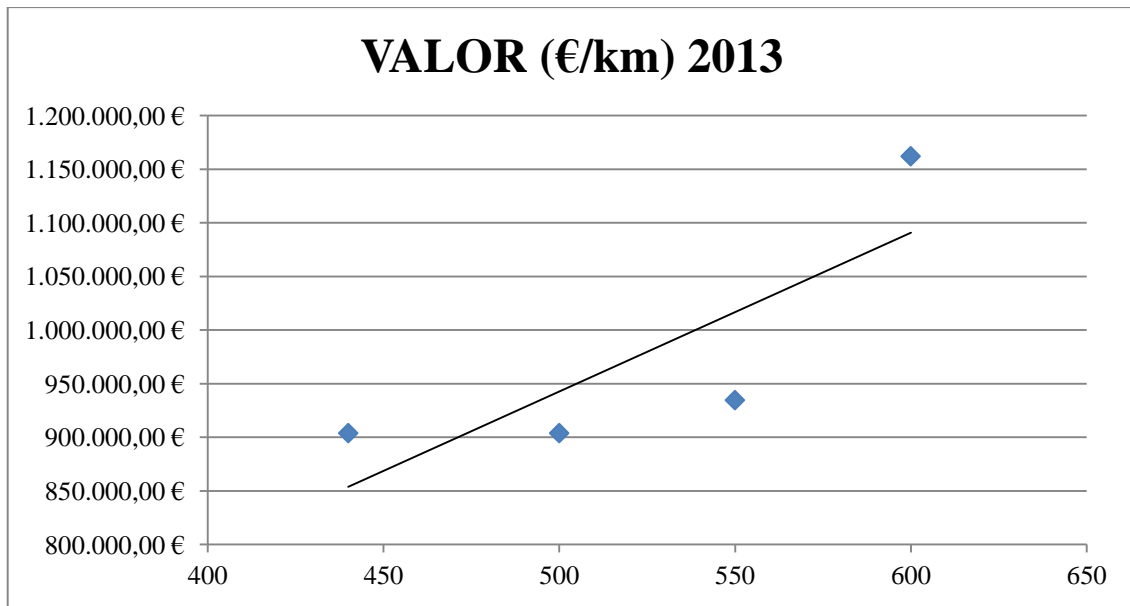


Fig.4.11 Costes de la línea submarina en LCC

Si realizamos una aproximación lineal de la gráfica anterior, obtendremos la relación de coste respecto a la potencia la cual será;

$$C_{LCC \text{ Submarino}} = 1482,2P(MVA) + 201517\left[\frac{\text{€}}{\text{km} \cdot MVA}\right]$$

Para el caso de VSC obtengo los datos proporcionados en el anexo del informe CESI. En la tabla siguiente se muestran los costes actualizados a 2004 y después a 2013 son:

POTENCIA (MW)	COSTE (€/km) 2007	COSTE (€/km) 2013
400	320.000,00 €	413.104,00 €
500	350.000,00 €	451.832,50 €
600	380.000,00 €	490.561,00 €

Fig.4.12. Costes de la línea submarina en VSC

La gráfica será;

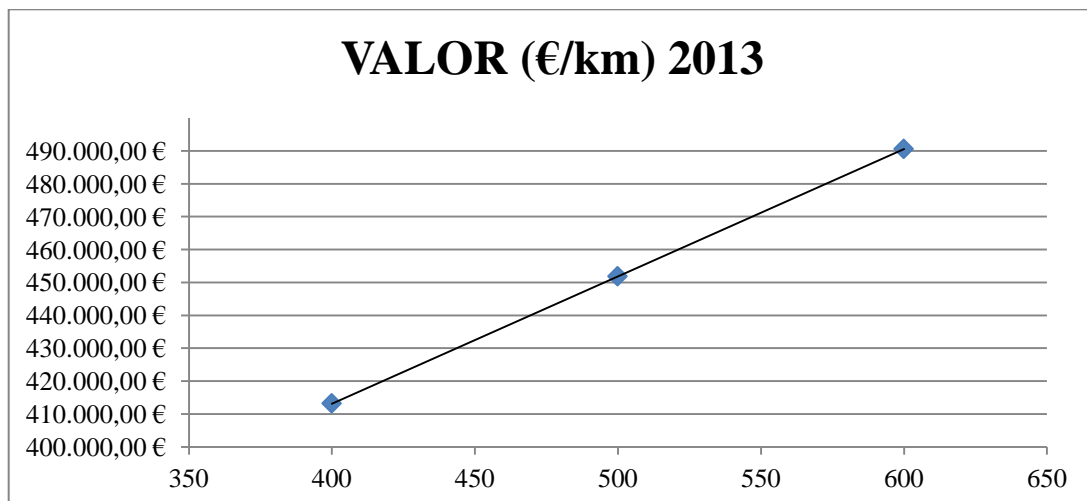


Fig.4.13. Costes de la línea submarina en VSC

Y la ecuación:

$$C_{SVC \text{ Submarino}} = 387,28 \times P(MVA) + 258190 \left[\frac{\text{€}}{\text{km} \cdot MVA} \right]$$

Con esto sería suficiente para considerar los costes de inversión en la instalación de HVDC ya que el coste de inversión total será la suma de dos estaciones más el coste de la línea que se emplee en cada caso. Más adelante se explicará el proceso de cálculo del coste de inversión total en función de la potencia.

4.4 COSTES DE LOS ELEMENTOS HVAC.

Para una instalación HVAC debemos tener en cuenta el coste de la subestación y el coste de la línea. El coste de la línea es dependiente tanto de la potencia como de la longitud de la misma mientras que el coste de la subestación es dependiente de la potencia y de sus elementos como transformadores, elementos compensadores de reactiva y la aparatamenta tipo interruptores y seccionadores.

Dado que nuestra idea es comparar el coste de HVAC y HVDC, debemos compara líneas de alta potencia y gran longitud por lo que se considerarán líneas de 400 kV en el caso de línea aérea y 220 kV y 132 kV en el caso de línea submarina.

Como base de datos he empleado el BOE-A-2011-3693 en el que se detallan los costes de inversión para los distintos elementos y configuraciones de HVAC. En el caso de los transformadores me he basado en una tabla del documento “*Cost and Risk Analysis for a Norway-Netherlands HVDC Interconnector*” presentada en el Documento de Tesis “*Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*”

4.4.1 COSTES DE INVERSIÓN EN UNA SUBESTACIÓN

En el caso de la sub estación debemos tener en cuenta es el coste de los transformadores más el coste de la aparatamenta de seccionamiento y protección más el coste de los elementos correctores de factor de potencia o correctores de reactiva.

Para actualizar el precio he tenido en cuenta los índices de 271 *Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos, y de aparatos de distribución y control eléctrico*

4.4.1.1 Costes de inversión en los transformadores.

La tabla de precios que he empleado viene expresada en el documento “*Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*” Y tras actualizar el precio al año 2013 quedará;

POTENCIA (MVA)	COSTES € 2004	PRECIO EN € 2013
40	530.000,00 €	619.787,30 €
50	630.000,00 €	736.728,30 €
100	1.060.000,00 €	1.239.574,60 €
125	1.250.000,00 €	1.461.762,50 €
150	1.440.000,00 €	1.683.950,40 €
180	1.650.000,00 €	1.929.526,50 €
200	1.780.000,00 €	2.081.549,80 €
250	2.100.000,00 €	2.455.761,00 €
300	2.430.000,00 €	2.841.666,30 €
400	3.000.000,00 €	3.508.230,00 €
630	4.200.000,00 €	4.911.522,00 €
722	4.600.000,00 €	5.379.286,00 €
800	5.000.000,00 €	5.847.050,00 €

Fig.4.14. Coste de los transformadores HVAC.

Al igual que en corriente continua nuestra intención es hallar una ecuación del coste relacionada con la potencia. Para ello aproximaremos linealmente los datos anteriores de los cuales podemos ver su grafica en la figura 4.15

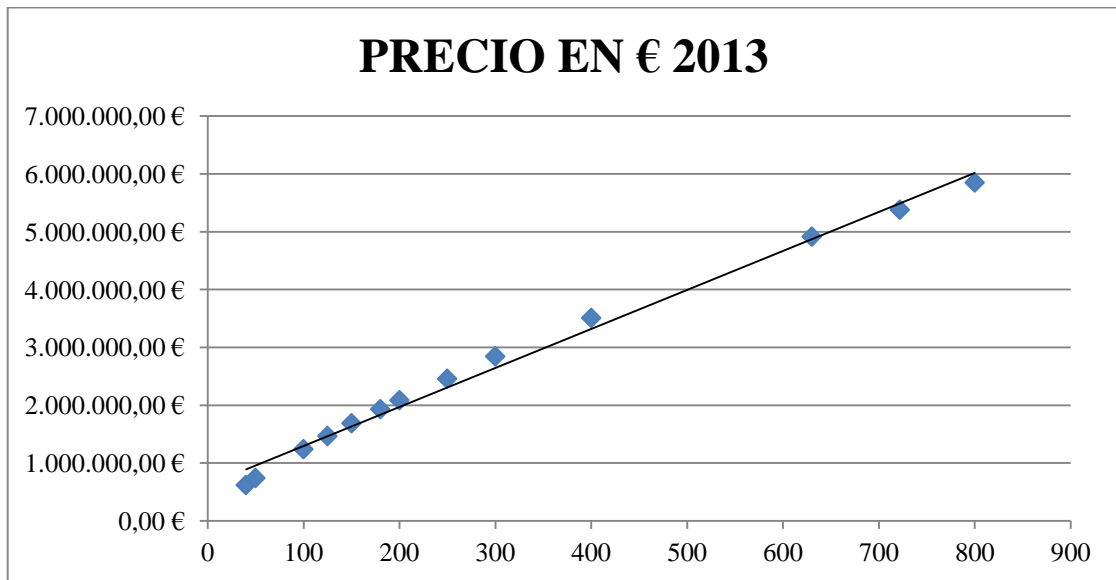


Fig.4.15. Coste de los transformadores HVAC.

Y la ecuación vendrá dada por:

$$C_{TRANSFORMADOR} = 6745,4 \times P(MVA) + 620959[€]$$

4.4.1.2 Costes de inversión de elementos de control de factor de potencia.

Se trata del coste de inversión de las baterías de condensadores, compensadores interruptores y otros elementos destinados al control de reactiva. De nuevo me he basado en el documento "Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability".

Los valores directamente actualizados son:

POTENCIA (MVA)	COSTE (€) 2013
226	1.522.571,82 €
452	2.191.600,00 €
678	2.972.100,00 €
904	3.689.200,00 €

Fig.4.16. Coste de los elementos de control de reactiva.

Y gráficamente.

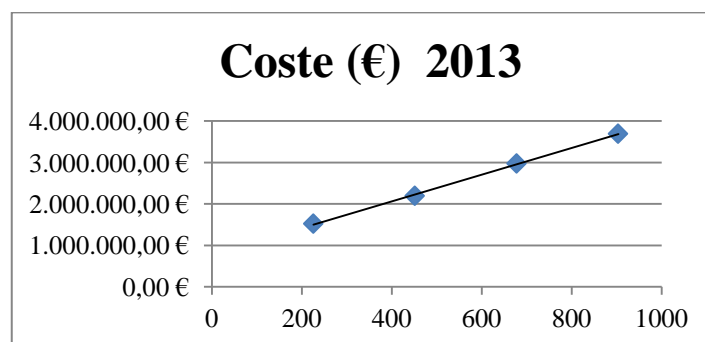


Fig.4.17. Coste de los elementos de control de reactiva.

La ecuación que podemos extraer en el caso de los elemento de control de reactiva es.

$$C_{Reactiva} = 3221,4 \times P(MVA) + 773772 \text{ [€]}$$

4.4.2 COSTE DE INVERSIÓN DE LA LÍNEA EN HVAC.

En este caso vamos a tener en cuenta tanto los cables aéreos como lo submarinos en el caso de aéreos tendremos en cuenta una tensión de 400 kV y en el caso de los submarinos tendremos en cuenta tanto a 132 kV como 220 kV.

4.4.2.1 Costes de inversión de una línea aérea HVAC.

Los parámetros que he empleado en este caso vienen contemplados en el BOE-A-2011-3693 y he tenido en cuenta una línea triplex con circuito simple doble y cuádruple a 400 kV ya que sería la línea necesaria para transferir potencias similares a las de una línea LCC de HVDC. Se han considerado las siguientes potencias y los respectivos costes actualizados a 2013.

	POTENCIA (MVA)	COSTE (€/km) 2011	COSTE (€/km) 2013
400kV Triplex circuito simple	1260	396.650,00	435.561,37
400kV Triplex doble circuito	2520	610.230,00	670.093,56
400kV Triplex cuádruple circuito	5040	1.220.461,00	1.340.188,22

Fig.4.18. Coste de una línea aérea HVAC

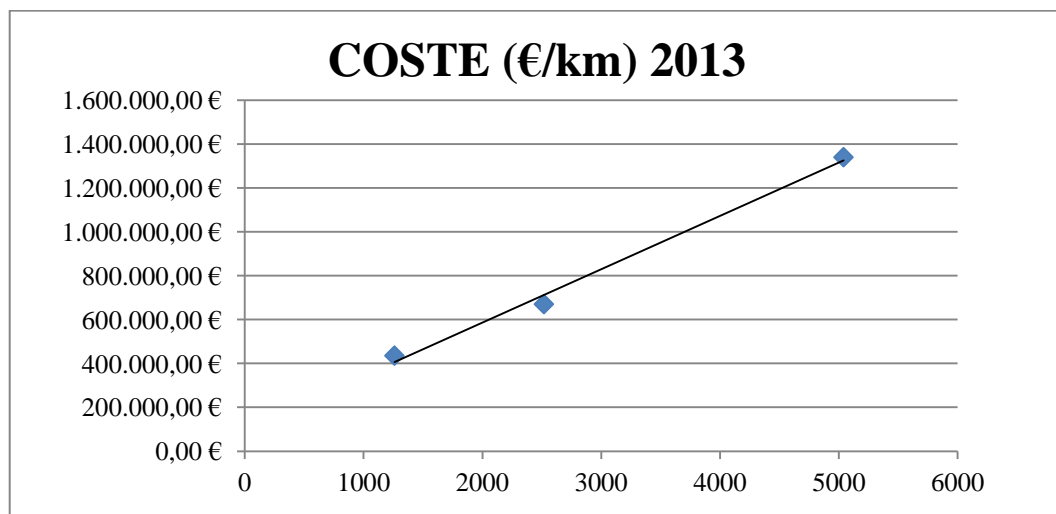


Fig.4.19. Coste de una línea aérea HVAC

Y su ecuación es;

$$C_{HVAC \text{ Aérea}} = 243,12 \times P(MVA) + 100514 \text{ [€/km]}$$

4.4.2.2 Coste de la línea submarina en HVAC.

En este caso las tensiones corresponden tanto a 132kV como 220kV y 400kV para una densidad de corriente de 1.35kA para 400kV 1.055 kA para 132 y 220 kV.

El coste viene reflejado en el documento “*Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*”.

Los valores de 2011 y actualizados a 2013 son:

POTENCIA (MVA)	COSTE (€/km) 2011	VALOR (€/km) 2013
529,2	2.000.000,00 €	2.196.200,00 €
232,1	1.820.000,00 €	1.998.542,00 €
139,26	1.650.000,00 €	1.811.865,00 €

Fig.4.20. Coste de una línea submarina en HVAC.

Los tres valores anteriores corresponden, de arriba hacia abajo con las tensiones de 400 kV 220kV y 132kV respectivamente.

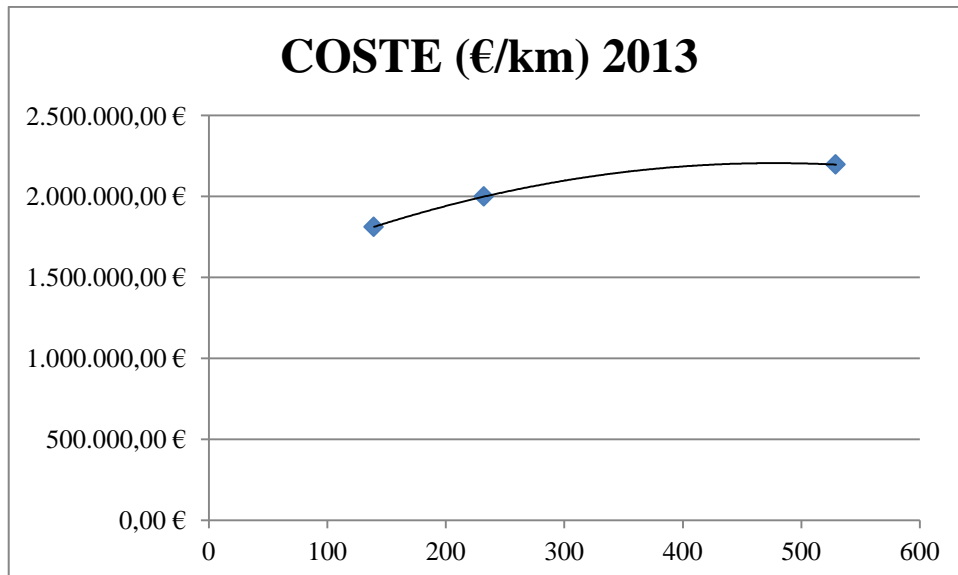


Fig.4.21. Coste de una línea submarina en HVAC.

Donde la aproximación en este caso polinómica resulta ser:

$$C_{HVAC \text{ Submarina}} = -3,4504P^2(MVA)^2 + 3292,1P(MVA) + 1.000.000 \text{ [€/km]}$$

4.5 CÁLCULO DE LOS COSTES TOTALES DE INVERSIÓN.

Anteriormente hemos hallado las fórmulas de los costes de cada elemento dependientes de la potencia. Para conocer los costes totales debemos sumar cada uno de los elementos anteriormente calculados.

4.5.1 CÁLCULO DE LOS COSTES TOTALES DE INVERSIÓN EN UNA INSTALACIÓN HVDC.

Debemos tener en cuenta que el coste de las estaciones descrito anteriormente representaba el coste de una estación.

Si sumamos los costes individuales obtenemos las siguientes expresiones.

- Para el caso de un instalación LCC y línea aérea;

$$C_{HVDC} = 2 \times C_{LCC \text{ Estación}} + C_{LCC \text{ Aéreo}} \times l \text{ [€]}$$

- Para el caso de un instalación LCC y línea submarina;

$$C_{HVDC} = 2 \times C_{LCC \text{ Estación}} + C_{LCC \text{ Submarina}} \times l \text{ [€]}$$

- Para el caso de un instalación VSC y línea submarina;

$$C_{HVDC} = 2 \times C_{SVC \text{ Estación}} + C_{SVC \text{ Submarina}} \times l \text{ [€]}$$

Donde

- l representa la longitud de la línea en km.

4.5.2 CÁLCULO DE LOS COSTES TOTALES DE INVERSIÓN EN UNA INSTALACIÓN HVAC.

Los costes multiplicados por dos en las ecuaciones se debe a que se deben considera dos estaciones en HVDC y dos subestaciones en el caso de HVAC (dos transformadores dos sistemas de compensación de reactiva y dos de elementos de maniobra). Por tanto en HVAC será:

- Para el caso de un instalación HVAC y línea aérea

$$C_{HVAC} = 2 \times C_{TRANSFORMADOR} + 2 \times C_{Reactiva} + 2 \times C_{Aparamenta} + C_{HVAC \text{ Aerea}} \times l \text{ [€]}$$

- Para el caso de un instalación HVAC y línea aérea

$$C_{HVAC} = 2 \times C_{TRANSFORMADOR} + 2 \times C_{Reactiva} + 2 \times C_{Aparamenta} + C_{HVAC \text{ Submarina}} \times l \text{ [€]}$$

En las expresiones anteriores

- l representa la longitud de la línea en km.
- $C_{Aparamenta}$ Representa el valor de interruptores y seccionadores en una subestación y lo consideraremos como constante con respecto a la potencia y de valor 303 000.00 €
- Los costes multiplicados por dos en las ecuaciones se debe a que se deben considera dos estaciones en HVDC y dos subestaciones en el caso de HVAC (dos transformadores dos sistemas de compensación de reactiva y dos de elementos de maniobra.)

4.6 RESULTADOS Y COMPARATIVA DE LOS COSTES DE INVERSIÓN HVDC FRENTE HVAC.

En esta sección se representarán los resultados de los cálculos de los costes de inversión para HVDC y para HVAC en sus distintas posibilidades y sea en línea aérea o submarina.

Para determinar unas potencias a las que calcular los costes me he basado en las potencias típicas de un enlace HVDC aéreo y de la misma forma con las líneas submarinas.

Como antes he expresado, para transferir en corriente alterna la misma potencia que en corriente continua se deben colocar más de una línea de corriente alterna en paralelo. Esto, como hemos dicho anteriormente, hace que las servidumbres de paso aumenten de forma considerable lo que se puede traducir en un coste económico adicional así como en un problema medio ambiental.

Dado que no podemos conocer de forma específica el coste de estas servidumbres de paso, las comparaciones de los costes de inversión posteriormente expuestas se han calculado solo en base al coste de los elementos y su instalación sin tener en cuenta las servidumbres de paso ni costes de terrenos u otros.

Para comparar he considerado unos rangos de potencia típicos de corriente continua basándome en potencias de entre 1 y 3 GW en el caso de las líneas aéreas (recordemos que las instalaciones de Calhara Bassa transportaba 1920 MW y la instalación de las tres gargantas- Shanghai transporta 3 GW). La tensión en el caso de corriente alterna elegida es la de 500 kV ya que es la más común en el caso de LCC. En el caso de VSC consideraré 300 kV.

En el caso de Corriente alterna la tensión considerada será la de 400 kV y tendremos en cuenta que estas líneas pueden llegar a transferir entre 500 y 700 MVA, como norma general supondremos que pueden transportar 600 MVA. Por lo tanto a la hora de comparar consideraremos 3 líneas en el caso de 1.5GW, 4 líneas en el caso de 2GW y 5 líneas en el caso de 3GW. Hay que tener en cuenta que podríamos considerar líneas de corriente alterna de 800 kV pero dado que su uso no es muy extendido prefiero considerar el uso de 400 kV el cual está más aceptado y extendido.

En el caso de submarina he considerado potencias entre 400 MW y 650MW para tensiones de 500 kV para LCC 300 para VSC y en alterna consideraremos 220kV y 400 kV en función de la potencia a transportar suponiendo un cable de cobre de 2000 mm² aislado.

De esta forma y a modo de resumen podemos concretar las comparativas que se realizarán en las siguientes tablas donde se indica, la potencia y el tipo de tecnología (HVDC, LCC , VSC, HVAC...) empleada así como la tensión y el número de líneas en paralelo en caso de que fueran necesarias (en el caso de líneas aéreas en HVAC).

COMPARATIVA 1: LÍNEAS AÉREAS		
1.5 GW	2 GW	3GW
HVDC LCC 500kV	HVDC LCC 500kV	HVDC LCC 2x500kV
HVAC 3x400 kV	HVAC 4x400 kV	HVAC 5x400 kV

COMPARATIVA 2: LÍNEA SUBMARINAS		
0.4GW	0.55 GW	0.65GW
HVDC LCC 500kV	HVDC LCC 500kV	HVDC LCC 500kV
HVDC VSC 300kV	HVDC VSC 300kV	HVDC VSC 300kV
HVAC 220 kV	HVAC 220 kV	HVAC 400 kV

Fig4.22. Tabla de las potencias y las correspondientes tensiones a las que se han calculado las distintas comparativas HVDC frente a HVAC

4.6.1 COMPARATIVA 1: LÍNEAS AÉREAS.

4.6.1.1 Comparativa de un línea de 1.5GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.

En este caso comparamos una línea de HVDC 500 kV frente al equivalente de 400kV HVAC de por lo menos dos líneas.

El resultado se muestra en un gráfica para facilitar la explicación.

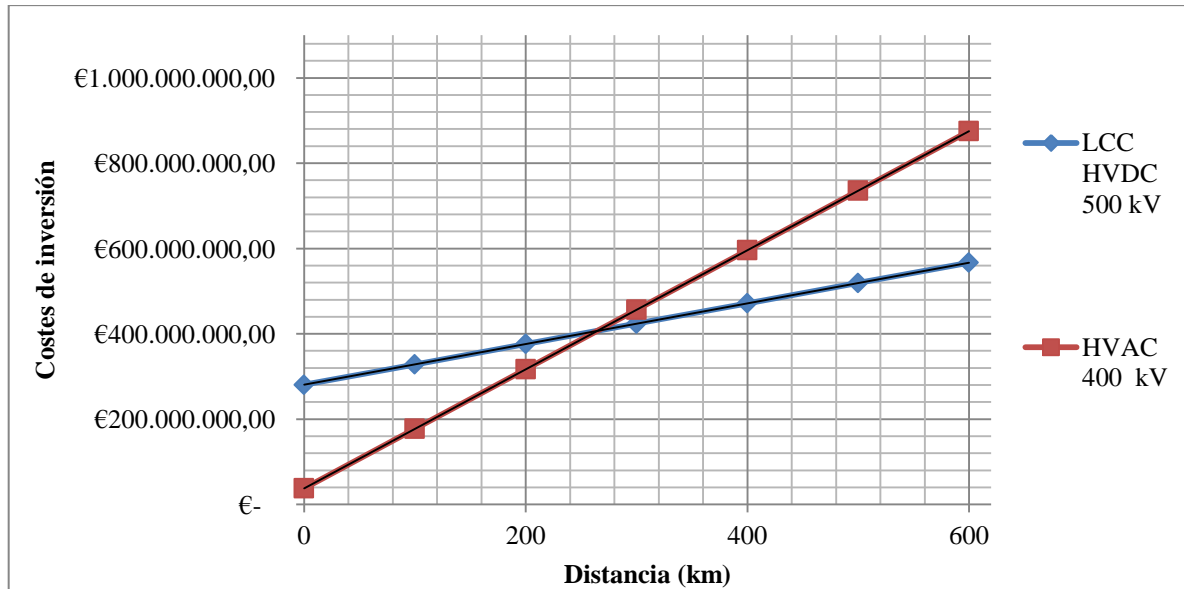


Fig.4.23. comparativa de un línea de 1.5GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV

La gráfica muestra en el eje de abscisas en coste total de la instalación (en el caso de corriente alternar hay que recordar que son 3 líneas) y en eje de ordenadas la distancia a la que se quiere transportar 3 GW de potencia. El objetivo de esta gráfica es evaluar a partir de que distancia es rentable elegir el sistema HVDC como plausible económicamente hablando. Vuelvo a recordar que estos costes de inversión calculados están solo basados en el coste de los elementos y su instalación y no se tiene en cuenta el posible efecto económico de las servidumbres de paso y otros aspectos del terreno.

Por lo tanto como lo que nos interesa es conocer la distancia a la que el sistema HVDC es viable para transporta 1.5GW debemos buscar en la gráfica el punto en el que cruzan ambas gráficas ya que es el punto en el que la instalación HVDC es más rentable que la instalación HVAC. Este punto como se puede ver ronda los 250 km. Es decir para distancias superiores a 250 km es más rentable transferir 1500MW por medio de tecnología HVDC que por medio de tecnología HVAC.

Otra característica apreciable en la gráfica es que para una longitud cero el valor de la instalación HVDC es varias veces superior al de la instalación HVAC. Esto se debe a las estaciones, ya que son mucho más caras que las subestaciones. Por otro lado los costes de la línea son más baratos y les afecta menos la distancia que a una línea de HVAC, esto último se debe a que en HVAC tendríamos que emplear 3 fases por lo que sería casi el doble de conductores que la alternativa en corriente continua con una configuración bipolar.

4.6.1.2 Comparativa de un línea de 2 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.

En este caso comparamos una línea de HVDC 500 kV frente al equivalente de 400kV HVAC de 4 líneas.

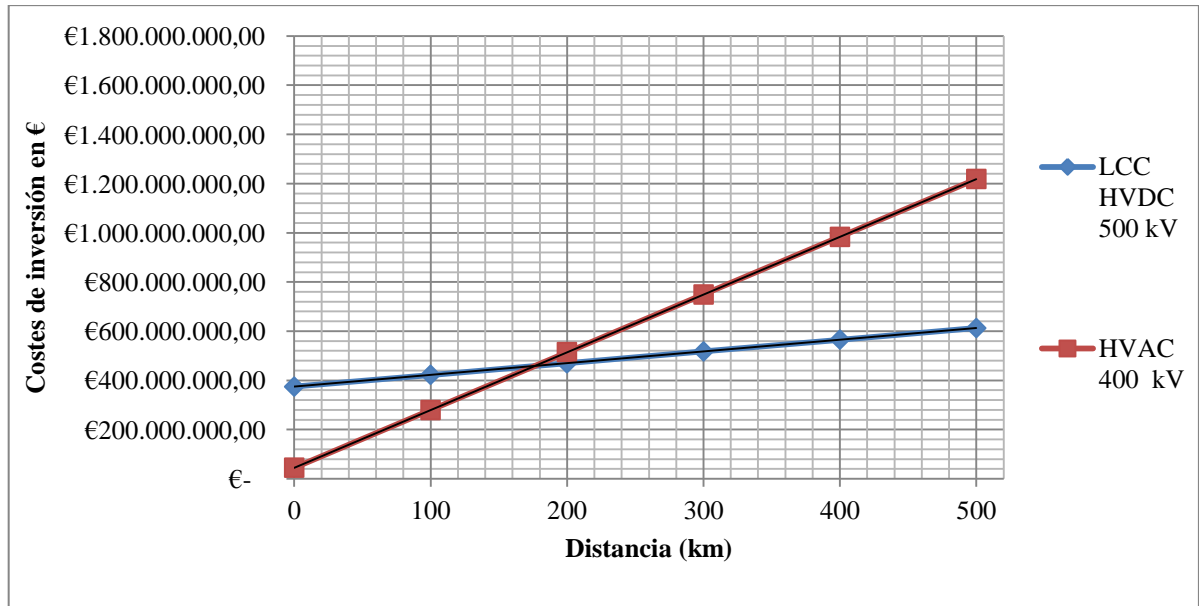


Fig.4.24. Comparativa de un línea de 2 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.

Al aumentar la potencia a transferir se deben aumentar las líneas necesarias en el caso de alterna por eso el coste de una instalación del alterna se dispara y el punto de inflexión está cercano a los 180 km. En el caso de continua aún se podría transferir 2GW con una sola línea bipolar pero en corriente alterna a 400 kV debemos considerar tres líneas triplex con doble circuito aproximadamente que debemos considerar que estas líneas pueden trabajar en un rango de entre 500 MVA y 700 MVA por lo que aproximadamente son 4 líneas las necesarias.

4.6.1.3 Comparativa de un línea de 3 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.

En este caso comparamos dos líneas de HVDC 500 kV frente al equivalente de 400kV HVAC de por lo menos cinco líneas.

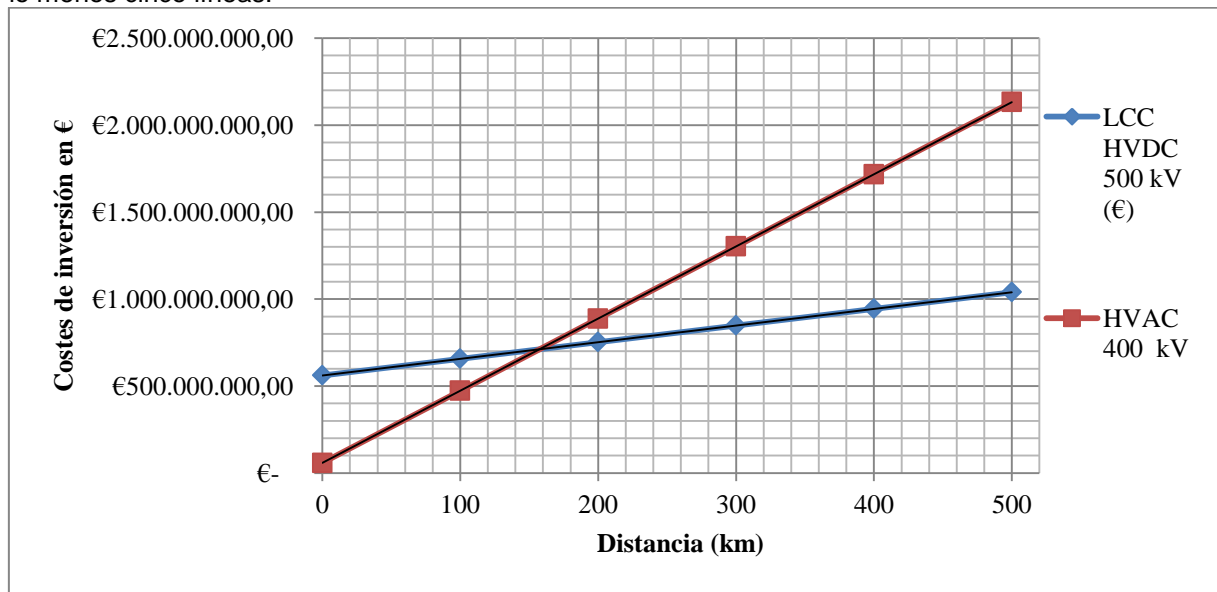


Fig.4.25. Comparativa de un línea de 3 GW para HVDC LCC 500 kV y HVAC 400 kV.

En este caso el límite está en los 160 kilómetros.

Por lo tanto como estamos viendo, ante un aumento de la potencia los gastos de HVAC van a ser más altos que en el caso de HVDC. Además en corriente continua los costes de inversión son más constantes con respecto a la longitud que los costes de la instalación de HVAC.

El coste de los conductores en HVAC es mayor que en HVDC cosa que compensa el coste de las estaciones convertoras y por eso la razón de que el objetivo de este sistema sean las largas distancias y grandes potencias

Podemos considerar, que para una línea aérea de corriente continua se deben cumplir distancias mayores de 100 km para transferencias de potencias por encima de 1 GW.

4.6.2 COMPARATIVA 2: LÍNEAS SUBMARINAS.

En este caso se comparan tanto la tecnología LCC como la tecnología VSC. En el caso de las líneas aéreas no se ha estudiado los VSC dado que no se suelen emplear o representan potencias bajas dada su tensión (entre 150 y 300 kV). Por otra parte se comparan ambos sistemas con el sistema convencional de corriente alterna. Debemos recordar que para HVDC los datos de costes que hemos calculado son para el caso de líneas submarinas una configuración monopolar.

Debemos tener en cuenta que esta comparativa es puramente económica ya que si recordamos, el efecto de la capacidad en las líneas de corriente alterna submarinas o subterráneas hace que estas no puedan sobrepasar entre los 40 a 80 km de longitud. Esto quiere decir, que en caso de líneas superiores a la distancia anteriormente citada se suele emplear directamente tecnología HVDC ya que es la única alternativa posible fuera de los parámetros económicos.

4.6.2.1 Comparativa de un línea de 0.4 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 220 kV.

El resultado expresado gráficamente es:

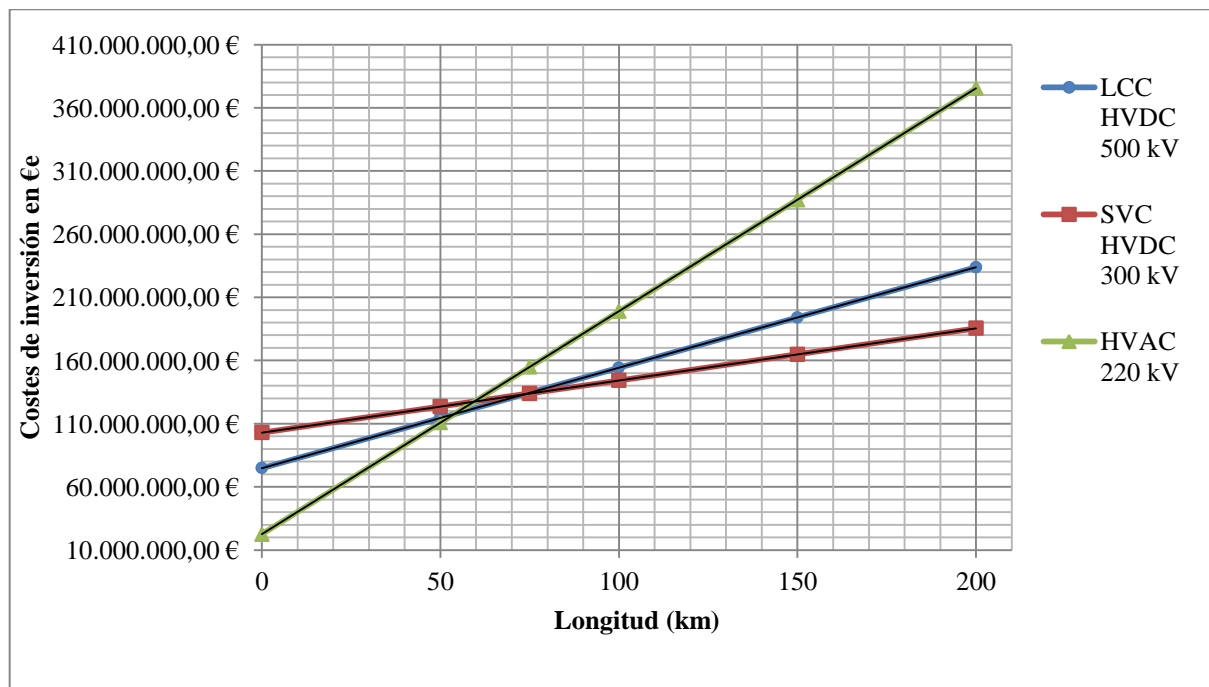


Fig.4.26. Comparativa de un línea de 0.4GW PARA HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 220 kV.

Los valores límite en este caso es de 75 km para el uso de LCC y VSC y de 100 km para que el uso de VSC sea más rentable. El sistema VSC sale más rentable en líneas submarinas ya que al ser su tensión más baja el conductor es más económico que el empleado en LCC.

4.6.2.2 Comparativa de un línea DE 0.55 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 400 kV.

El resultado expresado gráficamente es:

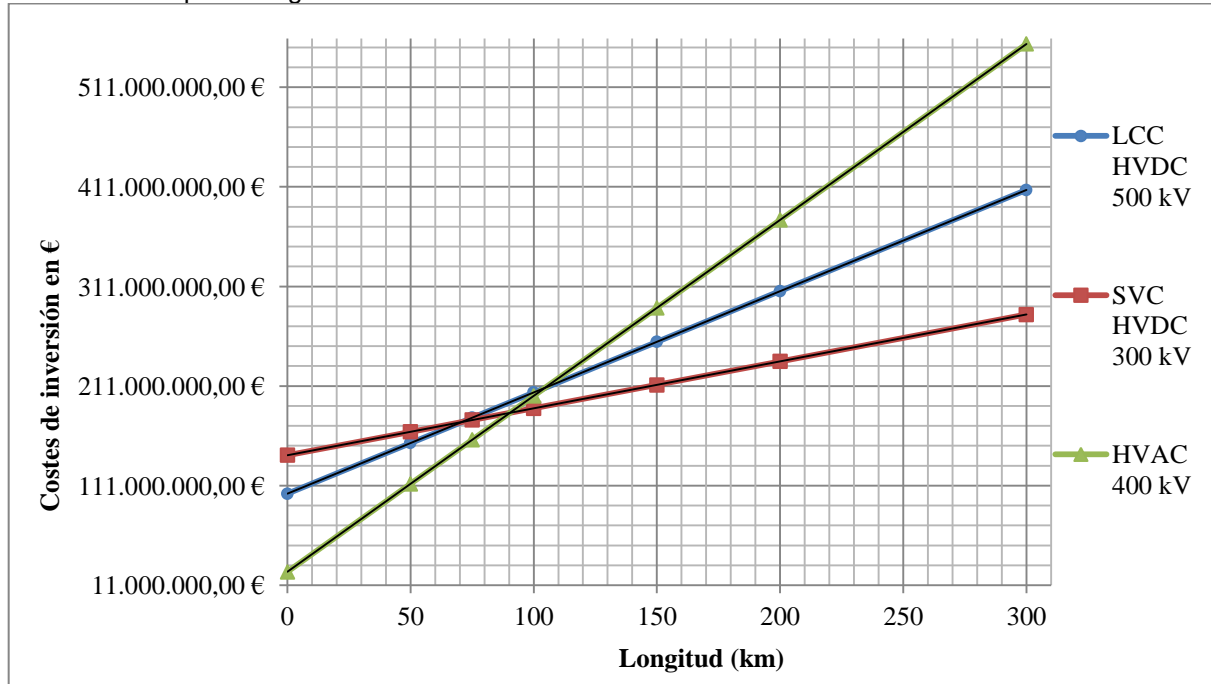


Fig.4.27. Comparativa de una línea de 0.55GW para HVDC LCC 500 kV, VSC 300 kV HVAC 400 kV.

En este caso ya a los 75km el sistema VSC se impone frente al sistema LCC y a los 85 km el VSC alcanza el límite mientras el sistema LCC lo alcanza a los 100 km.

4.6.2.3 Comparativa de un línea de 0.65 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 400 kV.

El resultado expresado gráficamente es:

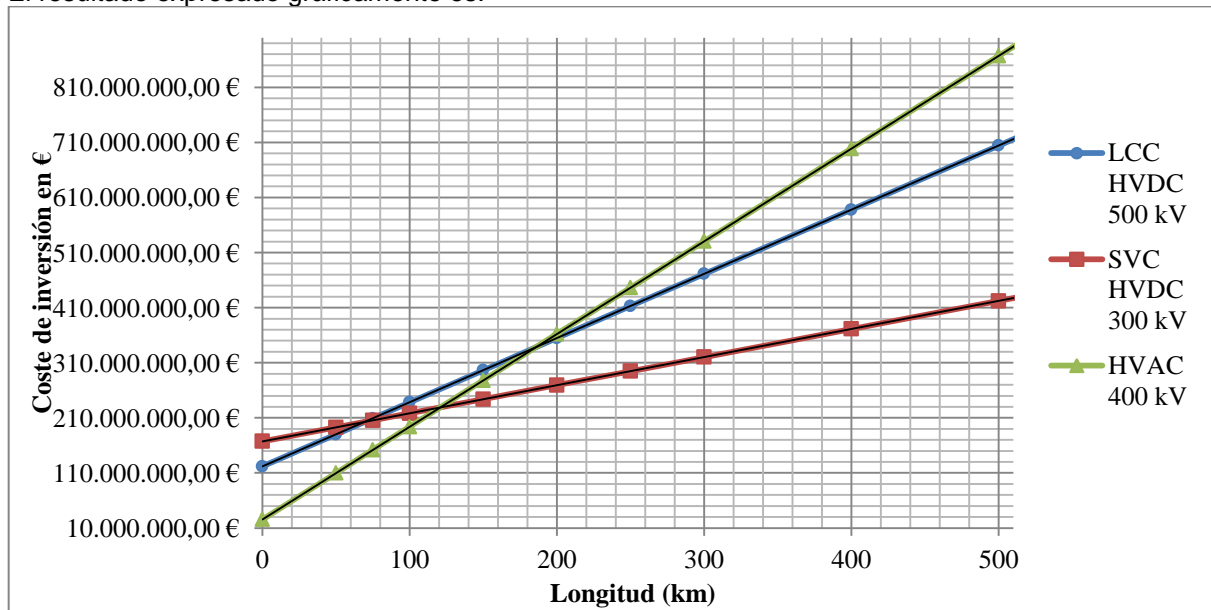


Fig.4.28. Comparativa de un línea de 0.65 GW para HVDC LCC 500 kV, HVDC VSC 300 kV y HVAC 400 kV

En el último caso, el límite entre VSC y LCC está en 75km, el límite entre VSC y HVCA está en 150 km y el límite entre LCC y HVAC está en 250 km.

Esto nos muestra que para el caso de transporte por medio de líneas submarinas, donde las potencias no son tan altas como el caso de las líneas aéreas es más rentable invertir en una instalación HVDC VSC.

4.6.3 CONCLUSIONES HVAC FRENTE A HVDC.

A vista de los resultados anteriores podemos considerar que el uso de HVDC está limitado a las siguientes situaciones.

- Líneas aéreas de alta potencia donde en corriente alterna sería necesario realizar n líneas en paralelo, con unas servidumbres de paso 3 o 4 veces más grandes de las que presentaría un sistema HVDC para transportar la misma potencia en la misma distancia.
- Líneas aéreas de muy alta tensión y alta potencia para alimentar o interconectar dos puntos muy separados entre sí con distancias superiores a los 100km en función de la potencia.
- Interconexiones submarinas entre islas o islas y la plataforma continental, entre sistemas de generación *offshore* y la costa así como alimentación de plataformas petrolíferas y otros elementos que requieran grandes potencias en alta mar y para distancia por encima de los 75km de distancia.
- Líneas subterráneas de gran longitud donde debido a las características de los conductores, las pérdidas que se ocasionarían, así como la caída de tensión, serían inviables de realizar en corriente alterna.

Por debajo de las distancias nombradas el sistema HVDC se muestra como una inversión demasiado elevada y poco viable y realizable por medio de corriente alterna, quedando relegada la transmisión HVDC a los casos anteriormente mencionados.

Existe otra razón que no he incluido en los anteriores puntos ya que es más un razón funcional más que un razón económica (en cuanto a rentabilidad de costes de inversión) que sería la unión de dos redes de corriente alterna por medio de una instalación back to back.

5 CONCLUSIONES.

Los sistemas HVDC representan una tecnología relativamente reciente y cuyo uso cada vez se extiende de forma más regular y representa una gran alternativa frente a la transmisión habitual de energía en corriente alterna.

Las características de la tecnología HVDC proporcionan a un sistema eléctrico la posibilidad de realizar un control de la energía reactiva por medio del uso de los tiristores, que si recordamos en comparación con la transferencia en corriente alterna, la compensación de energía reactiva puede suponer un problema ya que sin un control riguroso de los sistemas de compensación de energía reactiva podemos llegar a sufrir cortes o caídas de tensión peligrosas tanto para la parte de generación como para el resto de la red.

Por otra parte, el control de la frecuencia en las estaciones convertidoras proporciona un factor positivo en cuanto a la implantación de una instalación HVDC, ya que en corriente alterna, un fallo en la frecuencia puede suponer un black-out en la red, con HVDC un cambio de frecuencia en el lado del rectificador o en el lado del inversor, puede ser fácilmente equilibrado incluso no afectaría a la transferencia de la energía.

Si comparamos la potencia que puede llegar a transferir un sistema HVDC frente a un sistema HVAC veremos que en corriente continua podemos transferir más potencia que un sistema de alterna a la misma tensión, con menos conductores y con menos pérdidas en cuanto a efecto Joule y por efecto corona. Además las distancias entre conductores pueden ser menores y por tanto el nivel de aislamiento, cosa que abarata el coste de los apoyos así como las cadenas de aisladores. Esto va a producir que para transferir la misma potencia por medio de HVDC que por HVAC, en el caso de HVDC la servidumbre de paso sea la mitad o incluso un tercio de la servidumbre de paso necesaria en HVAC ya que seguramente sean necesarias varias líneas para transferir potencias por encima de 1 GW.

Todo lo anterior si lo relacionamos económicamente podemos ver que, los sistemas HVDC son rentables en el caso de transferir potencias por encima de 1 GW ya que la alternativa en corriente alterna presenta la necesidad de emplear dos líneas en paralelo, aumentando así los costes y las servidumbres de paso. Si es necesario transferir por ejemplo 3 GW, este problema se hace más notorio, ya que con dos líneas de 500kV HVDC podemos transferir la misma potencia con la que serían necesarias 5 líneas de HVDC a 400 kV.

La parte más cara de una instalación HVDC, como cabe esperar son las estaciones, mientras que la línea (aérea o submarina) presenta un coste de inversión menor que la de una línea de corriente alterna convencional. Por tanto, una instalación de HVDC es rentable desde el punto de vista de la inversión cuando, la potencia es suficientemente alta (del orden del GW en sistemas con líneas aéreas y aproximadamente medio GW en enlaces submarinos) y cuando esta se transfiere a una distancia relativamente grande (por encima de los 100 km en líneas aéreas y 50 km en sistemas submarinos).

A modo de resumen y como anteriormente hemos visto podemos decir que los sistemas HVDC son viables en las siguientes situaciones.

Líneas aéreas de alta potencia donde en corriente alterna sería necesario realizar n líneas en paralelo, con unas servidumbres de paso 3 o 4 veces más grandes de las que presentaría un sistema HVDC para transportar la misma potencia en la misma distancia.

Líneas aéreas de muy alta tensión y alta potencia para alimentar o interconectar dos puntos muy separados entre sí con distancias superiores a los 100 km en función de la potencia.

Interconexiones submarinas entre islas o islas y la plataforma continental, entre sistemas de generación *offshore* y la costa así como alimentación de plataformas petrolíferas y otros elementos que requieran grandes potencias en alta mar y para distancia por encima de los 75 km de distancia.

Líneas subterráneas de gran longitud donde debido a las características de los conductores, las pérdidas que se ocasionarían, así como la caída de tensión, serían inviables de realizar en corriente alterna.

En conclusión con lo anterior podemos destacar que el empleo de sistemas HVDC en el caso de líneas aéreas está orientado a interconectar puntos muy alejados entre sí y que requieren grandes potencias, cumpliéndose la condición de que, entre los dos puntos no existiera un red eléctrica previa. Estas situaciones se suelen dar en el continente americano ya sea en Brasil como entre Canadá y EEUU, donde existen núcleos de consumo separados por grandes zonas despobladas o donde es de interés económico unir las dos redes eléctricas por medio de un enlace HVDC. En el continente africano o asiático los sistemas HVDC aéreos son empleados en casos como unir la central hidráulica y la ciudad de Shanghái o la central del Cahora Bassa (Mozambique) y la estación de Apolo en Sudáfrica en el caso del continente africano, por tanto los sistemas HVDC también son empleados para unir los puntos de generación y los centros de consumo en caso de que sea una gran potencia a lo largo de una gran distancia.

Otra aplicación son los enlaces submarinos. Estos suelen emplearse en casos en los que se hace necesario unir ya sea el sistema de generación *off shore* como es el caso de las plataformas de aerogeneradores en Suecia, o de interconectar sistemas insulares que no dispongan de propia generación como el proyecto Rómulo que interconecta las baleares con la península. Otra opción es la de interconectar dos redes por medio de un sistema submarino como es el caso de la interconexión entre UK e Islandia.

De la misma forma podemos encontrar enlaces subterráneos, ya sean directamente enterrados o en galería para interconectar dos redes como es el caso de la conexión España Francia por medio de un túnel excavado en los Pirineos y que se conoce como proyecto Inelfe.

Por último también debemos recordar que los sistemas HVDC en una configuración *back to back* (el inversor y el rectificador se encuentran en la misma estación), son empleados para interconectar dos redes relativamente cercanas, pudiendo ser estas de igual o distinta frecuencia. Este sistema favorece a ambas redes creando un enlace además de fortalecer el suministro.

A modo de resumen podemos definir los sistemas HVDC como una alternativa al transporte convencional de energía eléctrica en corriente alterna, el cual es realizable bajo unas condiciones específicas de alta potencia y grandes distancias, allí donde los sistemas convencionales fallan o son económicamente inviables o cuando se hace necesario unir dos redes de igual o distinta frecuencia y alta potencia.

BIBLIOGRAFÍA.

LIBROS

- SIEMENS (Karl-Werner Kanngiesser, Dr. Hartmut Huang, Hans Peter Lips, Norbert Christl, Georg Wild, Dr. Dietmar Retzmann, Dr. Peter Riedel, Dr. Kadry Sadek, Fr. Christa Störner, Fr. Martina Gumbert). *HVDC Systems and their planning*. SIEMENS. 1991.
- Jos Arrillaga, Neville R. Watson, Y.H. Liu. *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. John Wiley & Sons Inc ..2007. ISBN 978-0-470-05688-2.
- Sood, Vijay K. *HVDC and FACTS Controllers - Applications of Static Converters in Power Systems*. 2004, XXIV, 297 p.
- L. M. Tolbert, T. J. King, B. Ozpineci, J. B. Campbell, G. Muralidharan, D. T. Rizy, S. Sabau, H. Zhang, W. Zhang, Y. Xu, H. F. Huq, H. Liu. *Power electronics for distributed energy systems and transmission and distribution applications artículos*.2005. UT-BATTELLE, LLC.
- Lazaros P. Lazaridis. *Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*. 2005.
- Daniel W. Hart. *Electrónica de potencia*. PRENTICE HALL. 2007. ISBN: 84-205-3179-0.
- P.Simón Comín, F. Garuacho Vecino, J. Moreno Mohino. *Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión*. Garceta Grupo Editorial, 2011. ISBN: 9788492812868.
- P. Abád, V Alcalá, E. Sainz, J. F. Sanz, M. J. Velilla, J. L. Villa. *Máquinas eléctricas, Máquinas de corriente continua, Transformadores y Máquinas de corriente alterna*. España: Copy Center Digital, 2008, 2009. ISBN: 9788495475831.

ARTÍCULOS

- ABB.“El interruptor HVDC híbrido de ABB”. *ABB review* 2/13. Nº 2 (2013), Páginas 8 a 14.
- ABB.“60 años de HVDC”. *ABB review* 2/14. Nº 2 (2014), Páginas 33 a 41.
- Cigre´s Working Group 14.28. *Active filters in HVDC applications*. CIGRE 223,Abril 2013.

NORMAS

- EN 61378-2:2001. *Transformadores de convertidor. Parte 2: Transformadores para aplicaciones de alta tensión en corriente continua*.
- IEC 61803 *Determination of power losses in high-voltage direct current (HVDC) converter stations*.
- B.O.E. 25 de febrero de 2011. *Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero, por la que se aprueban los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*.

SITIOS WEB

- <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=%2Ft05%2Fp051&file=inebase&L=0>
- <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/>
- <http://new.abb.com/systems/hvdc>

FIRMA DEL AUTOR.

*Autorizado el depósito del proyecto final de carrera el alumno:
Juan Antonio Terrones Ranz*

Firma:

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Juan Antonio Terrones Ranz', is written over a horizontal line that has an arrow at its right end. A vertical line descends from the left side of the signature.

D. Juan Antonio Terrones Ranz. Zaragoza 1 de Septiembre de 2014

APÉNDICE A: ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS HVDC ACTUALES.

En esta sección se realizará una reseña del estado actual de la tecnología HVDC de acuerdo con los últimos avances conocidos durante aproximadamente la última década.

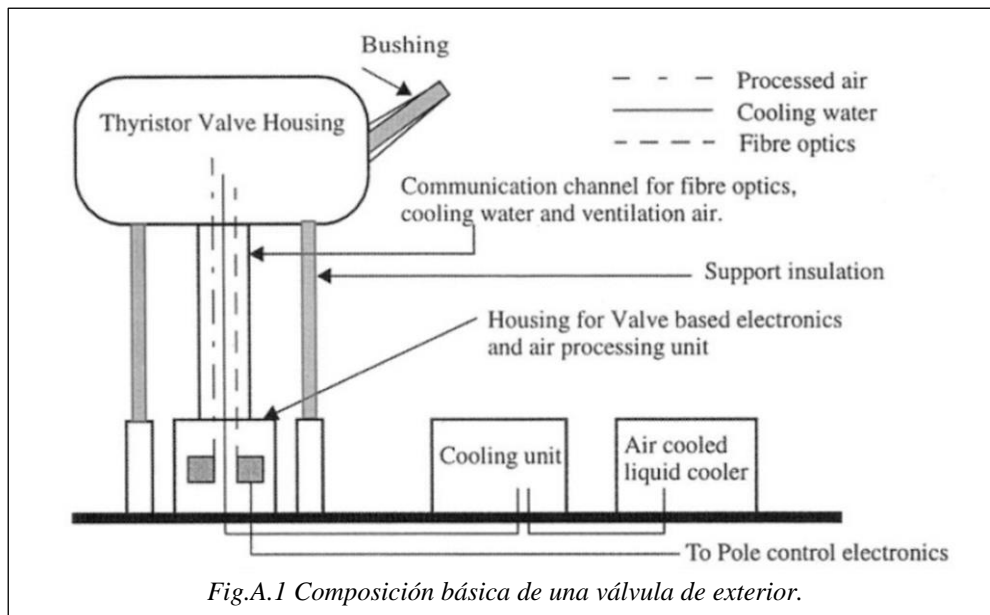
Los avances que se mostrarán a continuación pueden ser directamente sobre nuevas tecnologías aplicadas al funcionamiento del sistema, como pueden ser protecciones o filtros así como, una revisión de las instalaciones construidas hasta la fecha. La idea de esta sección es la de centrar atención en la potencia y longitud de la instalación y realizar un compendio de cuál es el estado actual de la tecnología.

A.1 ESTADO ACTUAL DE LAS VÁLVULAS.

Si recordamos podemos dividir los dispositivos más utilizados como los tiristores y GTOs en el caso de CSC y los IGBT en el caso de VSC. Estas válvulas normalmente se alojaban en un edificio de la estación convertidora, actualmente las válvulas se pueden alojar en el exterior lo que resulta en los siguientes beneficios:

- Reducción de los gastos de obra civil
- Se evita el uso de aisladores para muros.
- Las válvulas pueden ser entregadas como una sola unidad ya testada.

El sistema consta de un tanque de metal donde se sitúa el conjunto de la válvula al exterior. Como este sistema exige también de un sistema de refrigeración, el tanque suele ir bañado en algún fluido de refrigeración ya sea aire o algún líquido además de los sistemas de control necesarios y una conexión al propio sistema eléctrico obviamente.

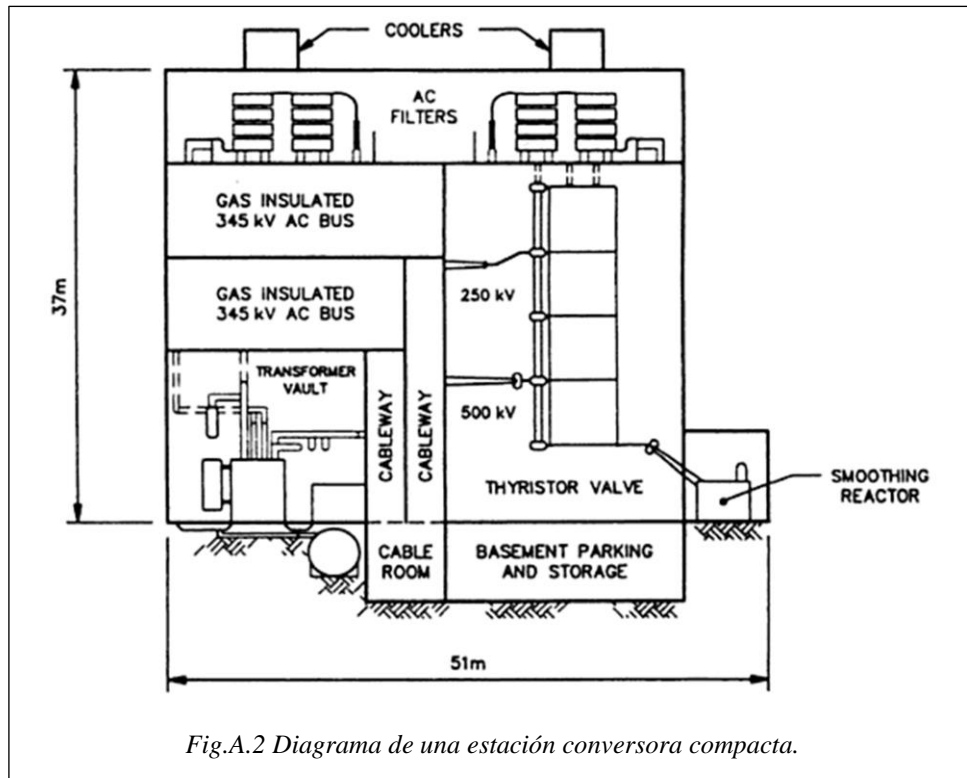


El propósito de las láminas de metal es conseguir el aislamiento térmico del interior del tanque frente a cualquier condición climatológica que se pueda dar. Al emplear este tipo de estructura reducimos el uso de aisladores para muros reduciendo así los costes, por otro lado se hace necesario incluir unos aisladores para separar el tanque respecto de tierra para evitar posibles arcos eléctricos y la aparición de diferencias de potencial.

Normalmente se emplean doce de estas estructuras o tanques (es lógico que sean doce ya que empleamos doce pulsos normalmente en el rectificador y en el inversor).

A.2 ESTACIONES COMPACTAS.

Una de las posibles aplicaciones de una instalación HVDC en un futuro cercano es la de alimentar una área metropolitana, por lo que sería necesario albergar una de las estaciones cerca de un núcleo urbano o industrial. La polución que se genera en este tipo de emplazamientos, puede afectar a la instalación (problemas de aislamiento, fallos en los aisladores). Una de las soluciones propuestas a este problema consiste en mantener a salvo de la polución todos los elementos de la estación convertidora de forma que todos estén en un edificio lo más aislado posible del aire del exterior. Dado que los Bus de AC y DC necesitaría de mucho espacio, se emplearía aparamenta de SF6 reduciendo así sus dimensiones, así mismo las válvulas como el transformador, el smoothing reactor y los distintos elementos serían incluidos en el mismo edificio como se puede ver en la siguiente figura.



Debemos prestar atención de que en este tipo de estaciones se hace necesario un sistema de refrigeración sólido que permita el correcto funcionamiento y además mantenga el sistema aislado de la polución exterior, lo cual era el principal objetivo de este tipo de estación convertidora. Actualmente existen prototipos diseñados para 500 kV y aproximadamente 2400MW con unas dimensiones aproximadas de 100x200m frente a los 350x350m que serían las dimensiones características de una estación convencional.

A.3 INTERRUPTOR DE CORRIENTE CONTINUA HÍBRIDO: HYBRID DC BREAKER.

Es la respuesta a un interruptor como tal en corriente continua. Los interruptores mecánicos tienen el inconveniente de tener que extinguir el arco eléctrico para lo que se necesitan más elementos para conseguir que la corriente sea cero. Por otro lado los interruptores basados en semiconductores producen pérdidas al bloquear al corriente de fallo. El concepto consiste en crear un interruptor capaz de proteger frente a fallos en HVDC sin que el seccionador sea muy caro ni que se produzcan demasiadas pérdidas como se producen en los interruptores basados en semiconductores.

El interruptor híbrido se compone de los siguientes elementos que se pueden ver en al siguiente figura (Fig.A.3.).

1. Reactancia de limitación de corriente.
2. Interruptor de corriente residual.
3. Rama principal del interruptor.
4. Interruptor principal.

Por otro lado la rama principal (3) se divide en

- 3.1 Seccionador de corriente continua.
- 3.2 Conmutador de carga.

La rama del interruptor principal está formada por:

- 3.3 Interruptor de estado sólido.
- 3.4 Descargadores.

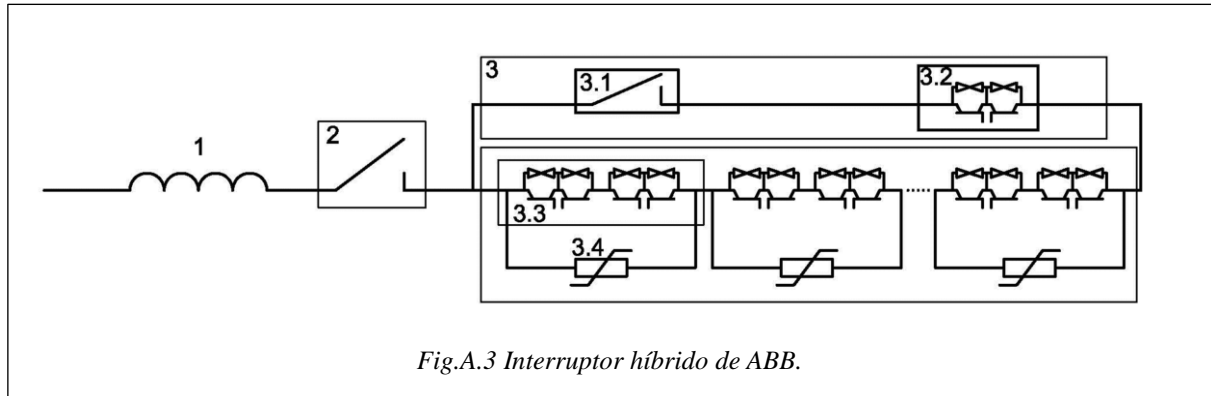


Fig.A.3 Interruptor híbrido de ABB.

El funcionamiento es el siguiente. En condiciones normales el interruptor (3.1) así como el interruptor 2 están cerrados y por tanto la corriente circula por la rama 3. En el momento en que ese produce un fallo el conmutador 3.2 deriva la corriente a través de la rama donde se encuentran los interruptores de estado sólido y los descargadores. Una vez derivada la corriente, la rama 3 está sometida a un voltaje menor al nominal y una corriente igual a cero por lo que se podemos abrir el seccionador con facilidad gracias a estas condiciones. Una vez abierto 3.1, los interruptores de estado sólido bloquean la corriente de cortocircuito los cuales están divididos en varias series para que los descargadores puedan soportar la corriente y tensión máxima. Una vez aislada la avería el interruptor 2 se abre aislando así el interruptor y protegiendo a los descargadores de la sobrecarga térmica.

Es posible una protección de reserva similar a la de un interruptor semiconductor puro para los interruptores HVDC híbridos del patio de maniobras HVDC. La sobre corriente de la línea o la protección del patio de maniobras de nivel superior puede activar la transferencia de intensidad desde la derivación hacia al interruptor HVDC principal o hacia los posibles interruptores de reserva antes de la señal de disparo de la protección de reserva. En caso de fallo del interruptor, los interruptores de reserva pueden activarse casi instantáneamente.

El prototipo de interruptor HVDC híbrido se ha diseñado para una capacidad de interrupción de 9,0 kA en una red HVDC con una tensión nominal de 320 kV y una intensidad nominal de transporte de 2 kA. La capacidad de interrupción máxima es independiente de la intensidad nominal, y depende únicamente del diseño del interruptor HVDC principal. El seccionador rápido y el interruptor HVDC principal se han diseñado para tensiones de conmutación de más de 1,5 p.u. para tener en cuenta las elevadas tensiones transitorias que se producen durante el corte de la corriente.

A.4 INSTALACIONES CONSTRUIDAS HASTA LA FECHA.

En esta sección se hace un resumen de las instalaciones construidas y que están siendo construidas a día de hoy, así mismo se muestran algunos de los posibles proyectos futuros. Por tanto cabe esperar que también estén incluidas aquellas instalaciones que están fuera de funcionamiento o están desmanteladas o en proceso de serlo.

Aparte de los enlaces HVDC también he incluido las instalaciones *back to back* (B2B).

Por otro lado el propósito de esta sección es dar una idea sobre las tensiones y potencias empleadas en cada instalación, así como su distancia y tipo de convertidores empleados.

Además se han incluido comentarios sobre la instalación que se describe así como las fechas de puesta en marcha.

Todos los datos que se nombran anteriormente se han tabulado y cada tabla contiene instalaciones en cada continente.

Leyenda de las tablas:

	Bajo construcción
	Planificada
	Desmantelada o desconectada.

A.4.1 ÁFRICA

Nombre	Estación convertidora 1	Estación convertidora 2	Longitud total (km)	Voltage (kV)	Potencia (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Cahora Bassa	Mozambique - Songo	South África - Apollo	1420	533	1920	1979	Tiristor	Primera instalación con una tensión por encima de 500kV
Inga-Shaba	República democrática del congo - Kolwezi	República democrática del congo - Inga	1700	500	560	1982	Tiristor	En proceso de ampliación 2014
Caprivi Link	Namibia - Gerus	Namibia - Zambezi	950	350	300	2010	IGBT	-

A.4.2 AMERICA DEL SUR

Nombre	Estación convertidora 1	Estación convertidora 2	Longitud total (km)	Voltage (kV)	Potencia (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Itaipu 1	Brazil - Foz do Iguaçu, Paraná	Brazil - São Roque, São Paulo	785	600	3150	1984	Tiristor	
Itaipu 2	Brazil - Foz do Iguaçu, Paraná	Brazil - São Roque, São Paulo	805	600	3150	1987	Tiristor	
Rio Madeira	Brazil, Porto Velho	Brazil, Araraquara	2375	600	7100	2013	Tiristor	Mayor distancia en un enlace HVDC construido.

A.4.3 EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total (km)	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Miesbach-Munich	Germany - Miesbach	Germany - Munich	58	2	0.0025	1882	Rectific. mecánicos y dinamos	Instalación experimental actualmente desmantelada
Rio Gorzente Genoa	Italy - Gorzente	Italy - Genoa	-	6	-	1889	Thury	Ampliada a 14 kV, 2,5 MW y 120 KM Desmantelada
La Chaux-de-Fonds	Suiza - ?	Suiza - ?	-	14	-	1897	Thury	Desmantelada
St. Maurice - Lausanne	Switzerland - St. Maurice	Switzerland - Lausanne	-	22	3.7	1899	Thury	Desmantelada
Lyon-Moutiers	France - Lyon	France - Moutiers	200	75	30	1906	Thury	Desmantelada en 1936
Willesden-Ironbridge	UK - Willesden	UK - Ironbridge	-	100	-	1910	Thury	Desmantelada
Chambéry	France - ?	France - ?	-	150	-	1925	Thury	Desmantelada en 1937
HVDC Zurich-Wettingen	Switzerland - Wettingen	Switzerland - Zurich	20	50	0.5	1939	Válvula de mercurio	Instalación experimental actualmente desmantelada
HVDC Charlottenburg-Moabit	Germany - Berlin-Moabit	Germany - Berlin	4.6	100	14	1942	Válvula de mercurio	Instalación experimental desmantelada en 1945 con la caída del régimen nazi.
Lehrte-Misburg HVDC	Germany - Lehrte	Germany - Hannover/Misburg	?	80	16	1944	Válvula de mercurio	Instalación experimental actualmente desmantelada.
Proyecto Elbe	Germany, Vockerode	Germany - Berlin, Marienfelde	115	200	60	1945	Válvula de mercurio	Nunca fue puesta en servicio debido a la caída del régimen nazi. Desmantelada por la URSS

EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
HVDC Trollhattan- Merud	Sweden Trollhattan	Sweden Merud	50	45	6.5	1946	Válvula de mercurio	Instalación experimental actualmente desmantelada
Moscow- Kashira	Russia - Moscow	Russia Kashira	100	200	30	1951	Válvula de mercurio	Construida con partes del proyecto Elba y actualmente en desuso.
Gotland 1	Sweden Västervik	Sweden Yigne	98	200	20	1954	Válvula de mercurio	Primera interconexión con Válvula de mercurio. Ampliada en 1970, Desmantelada en 1986
Cross- Channel	France Echingen	UK - Lydd	64	100	160	1961	Válvula de mercurio	Fuera de servicio desde 1984
Volgograd- Donbass	Russia Volzhskaya	Ukraine Mikhailovsk	475	400	750	1964	Válvula de mercurio	
Konti-Skan 1	Denmark Vester Hassing	Sweden Stenkullen	176	250	250	1965	Válvula de mercurio	Modernizada en 2006 sustituyendo los convertidores por válvulas de tiristores modernos.
SACO 1	Italy Suvereto	France- Lucciana	483	200	200	1965	Válvula de mercurio	Modernizada en 1986 con tiristores
Kingsnorth	UK Kingsnorth	UK London- Beddington	85	266	320	1975	Válvula de mercurio	Configuración bipolar

EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Kingsnorth	UK Kingsnorth	UK London- Willesden	111	266	320	1975	Válvula de mercurio	Polo opuesto de Kingsnorth - Beddington. Cable totalmente enterrado excepto en el cruce con el Támesis que lo cruza através del puente Putney District linerailway.
Skagerrak 1 y 2	Denmark Tjele	Norway - Kristiansand	230	250	500	1977	Tiristor	Sistemas de control ampliados en 2007
Gotland 2	Sweden Västervik	Sweden Yigne	99.5	150	130	1983	Tiristor	
Cruce del canal de la mancha (nuevo)	France - Les Mandarins	UK Sellindge	72	270	2000	1986	Tiristor	Dos sistemas bipolares.
Gotland 3	Sweden Västervik	Sweden -	98	150	130	1987	Tiristor	
Konti- Skan 2	Denmark Vester, Hassing	Sweden Lindome	147	285	300	1988	Tiristor	
Fenno-Skan	Finland Rauma	Sweden Dannebo	233	400	500	1989	Tiristor	

EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
SACOI 2	Italy Suvereto	- France- Lucciana	422	200	300	1992	Tiristor	Configuración multiterminal.
Skagerrak 3	Denmark Tjele	- Norway - Kristiansand	230	350	440	1993	Tiristor	
Baltic Cable	Germany Lübeck- Herrenwyk	- Sweden Kruseberg	262	450	600	1994	Tiristor	
Kontek	Denmark Bjæverskov	- Germany - Bentwisch	170	400	600	1996	Tiristor	
Hellsjön- Grängesber	Sweden Hellsjön	- Sweden - Grängesber g	10	180	3	1997	IGBT	Instalación experimental.
Visby-Nas	Sweden Nas	- Sweden Visby	70	80	50	1999	Tiristor	
SwePol	Poland Wierzbiczin	- Sweden Stärnö	245	450	600	2000	Tiristor	
Tjæreborg	Denmark Tjæreborg/E nge	- Denmark - Tjæreborg/ Subestación	4.3	9	7	2000	IGBT	Interconexión entre plataformas de energía eólica.
Italy-Greece	Greece Arachthos	- Italy Galatina	310	400	500	2001	Tiristor	

EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Moyle	UK Auchencros	UK - N. Ireland- Ballycronan More	63.5	250	250	2001	Tiristor	
HVDC Troll	Norway Kollsnes	Norway Plataforma oceánica Troll A	70	60	80	2004	IGBT	Alimenta una plataforma marítima.
Estlink	Estonia Harku	Finland Espoo	105	150	350	2006	IGBT	
NorNed	Netherlands - Eemshaven	Norway Feda	580	450	700	2008	Tiristor	
SAPEI	Italy - Latina	Italy - Fiume Santo	440	500	1000	2009	Tiristor	
NordE.ON 1	Germany Diele	Germany - Borkum platform	203	150	400	2009	IGBT	
HVDC Valhall	Norway Lista	Norway Valhall, Offshore platform	292	150	78	2009	IGBT	
BritNed	UK - Grain	Netherlands - Maasvlakte	245	450	1000	2010	Tiristor	
StoreBælt	Denmark Fraugde	Denmark Herslev	56	400	600	2010	Tiristor	

EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
SAPEI	Italy - Latina	Sardinia - Fiume Santo	435	500	1000	2011	IGBT	El enlace HVDC más grande construido en el Mediterráneo.
Cometa	Spain - Morvedre	Spain - Santa Ponsa	247	250	400	2011	Tiristor	
Fenno-Skan 2	Finland - Rauma	Sweden - Finnbole	303	500	800	2011	Tiristor	
BorWin1	Germany - Diele	Germany - BorWin Alpha platform	200	150	400	2012	IGBT	
HVDC BorWin2	Germany - Diele	Germany - BorWin Beta	200	300	800	2012	IGBT	
East West Intercon.	Ireland - Woodland	UK - Shotton, Wales	130		500	2012		
HVDC DolWin1	Germany - Heede	Germany - DolWin Alpha platform	165	320	800	2013	IGBT	
HVDC HelWin1	Germany - Büttel	Germany - HelWin Alpha platform	130	250	576	2013	IGBT	
Fenno-Skan 1 Upgrade	Sweden - Finnböle	Finland - Rauma	233	400	500	2013	Tiristor	

APÉNDICE A: ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS HVDC ACTUALES.

EUROPA

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
HVDC SylWin1	Germany Büttel	Germany - SylWin Alpha platform	205	320	864	2014	IGBT	
Estlink 2	Estonia Püssi	Finland - Anttila	171	450	650	2014	Tiristor	
INELFE	France Baixas	Spain - Santa Llogaia	64	320	2000	2014	IGBT	
Skagerrak 4	Norway Kristiansand	Denmark - Tjele	244	500	700	2014	IGBT	Primera instalación HVDC VSC en funcionar como bipolar con una instalación clásica de HVDC
SydVästlänken	Norway- Hallsberg	Sweden - Barkeryd ; Sweden - Hurva	260	300	2x720	2013- 2015	IGBT	
LitPol Link	Lithuania Alytus	Poland - Elk	160	70	500	2015	Tiristor	
Åland Finland	Åland Ytterby	Finland - Nådendal	158	80	100	2015	IGBT	
Troll A 3&4	Norway Kollsnes	Norway - Troll A 3&4 platform	70	66	100	2015	IGBT	
Western HVDC Link	UK Hunterston	UK - Connah's Quay	414	600	2000	2015	Tiristor	
HVDC NordBalt	Sweden Nybro	Lithuania - Klaipėda	450	300	700	2015	IGBT	

EUROPA

Nombre	Estación convertora 1	Estación convertora 2	Longitud total	Voltage (kV)	P (MW)	Año	Tipo	Comentarios
HVDC DolWin2	Germany Heede	Germany - DolWin Bets platform	135	320	900	2015	IGBT	
HVDC HelWin2	Germany Büttel	Germany - HelWin Beta	130	320	690	2015	IGBT	
HVDC Finland Åland	Finland Ytterby	Finland - Nådenda	158	80	100	2015	IGBT	
Shetland HVDC Connection	UK - Upper Kergord Valley	UK - Blackhillock	345	-	550	2016	Tiristor	
HVDC Italy- Croatia	Italy - Candia	Croatia - Konjsko	-			2017	Tiristor	

A.4.4 E.E.U.U Y CANADÁ

Nombre	Estación convertidora 1	Estación convertidora 2	Longitud total (km)	Voltage (kV)	Potencia (MW)	Año	Tipo	Comentarios
HVDC Mechanicville–Schenectady	USA - Mechanicville, NY	USA - Schenectady, NY	37	12	5	1932	Válvula de mercurio	Enlace experimental entre dos redes de 40 y 60 Hz. Desmantelado tras la segunda guerra mundial.
Vancouver Island 1	Canadá - Delta, BC	Canadá - North Cowichan, BC	75	260	312	1968	Válvula de mercurio	
Vancouver Island 2	Canadá - Delta, BC	Canadá - North Cowichan, BC	75	280	370	1977	Tiristor	
Pacific Intertie DC	USA - Celilo, OR	USA - Sylmar, CA	1362	500	3100	1970	Tiristor	Hasta 1984 empleó 400kV Hasta 1982 transfirió 1440 MW De 1982 a 1984 1600 MW De 1984 a 1989 2000 MW Válvulas de mercurio reemplazadas por Tiristores en 2004 Ampliada en 1989 y 2007
Nelson River Bipole 1	Canadá - Gillam, Manitoba	Canadá - Rosser, Manitoba	1835	500	1000	1971	Tiristor	Empleó las válvulas de vapor de mercurio más grandes jamás creadas. En 1993 Se actualizaron a tiristores y en 2004 se redimensionó.

E.E.U.U Y CANADÁ

Nombre	Estación conversora 1	Estación conversora 2	Longitud total	Voltage (kV)	Potencia (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Nelson River Bipole 2	Canadá Sundance, Manitoba	- Canadá Rosser, Manitoba	940	500	2000	1985	Tiristor	
Square Butte	USA - Center, ND (Young)	USA - Adolph, MN (Arrowhead)	749	250	500	1977	Tiristor	
CU	USA Underwood, ND (Coal Creek)	- USA Rockford, MN (Dickinson)	687	400	1000	1979	Tiristor	
Path 27	USA Intermountain, UT	- USA Adelanto, CA	785	500	1920	1986	Tiristor	
Quebec - New England Transmission	Canadá Radisson, QC	- Canadá Nicolet, QC Canadá Des Cantons, QC USA Comerford, NH USA - Ayer, MA	1105 (5/1100)	450	2250	1991	Tiristor	Instalación multiterminal de terminales. 3
Cross Sound Cable	USA - New Haven, CT	- USA Shoreham, Long Island, NY	40	150	330	2002	IGBT	Instalación de cable submarino enterrado multinivel.
Neptune Cable	USA - Long Island (Hicksville) NY	USA - Sayreville, NJ	105	500	660	2007	Tiristor	
Trans Bay Cable	USA - Pittsburg, CA	USA - San Francisco, CA	85	200	400	2010	IGBT	Primera instalación en emplear convertidores multinivel.

APÉNDICE A: ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS HVDC ACTUALES.

E.E.U.U Y CANADÁ

Nombre	Estación convertidora 1	Estación convertidora 2	Longitud total	Voltage (kV)	Potencia (MW)	Año	Tipo	Comentarios
Eastern Alberta Transmission Line	Canadá Newell, AB	Canadá Heathfield, AB	485	500	1000	2014		Se espera la puesta en marcha para Abril del 2015
Western Alberta Transmission Line	Canadá Genesee, AB	Canadá Langdon, AB	350	500	1000	2015		Se espera la puesta en marcha para Diciembre del 2015
TransWest Express	USA - Rawlins, WY	USA - Las Vegas, NV		600	3000	2015	-	
Rock Island Clean Line	USA - O'Brien County, IA	USA Grundy County, IL	805 (0/805)	600	3,5	~2017	Tiristor	
Plains & Eastern Clean Line	USA - Texas County, OK	USA - Shelby County, TN	1207 (0/1207)	600	3,5	~2018	Tiristor	
Labrador-Island Link	Canadá -Muskrat Falls, NL	Canadá Soldiers Pond, NL	1135	350	900	~2017	Tiristor	Actualmente perforando para la construcción de las galerías.
Maritime Link	Canadá - Bottom Brook, NL	Canadá Woodbine, NS	360	200	500	~2017	IGBT	

A.4.5 BACK TO BACK

Nombre	Localización	Voltage (kV)	P(MW)	Año	Tipo	Comentarios
regie Steel Company B2B	USA - Pittsburgh, Pennsylvania	-	-	-	Válvula de mercurio	Interconexión entre una red de 25 Hz y 65 Hz, en proceso de desmantelamiento.
Sakuma B2B	Japan - Sakuma	125	300	1965	Válvula de mercurio	En1993 se remplazaron las válvulas por GTO disparados por luz.
Eel River B2B	Canadá - Eel River, NB	80	320	1972	Tiristor	Funcionamiento previsto hasta2014.
Shin Shinano B2B	Japan - Shin Shinano	125	600	1977	Tiristor	
Acaray B2B	Paraguay - Ciudad de Este	25.6	50	1981	Tiristor	
Vyborg B2B	Russia - Vyborg	85	1065	1982	Tiristor	
Dürnrohr B2B	Austria - Dürnrohr	145	550	1983	Tiristor	Fuera de servicio desde1996, desmantelado en 2007
Artesia, New Mexico	USA - Artesia, NM	82	200	1983	Tiristor	
Chateauguay B2B	Canadá - Châteauguay, QC	140	1000	1984	Tiristor	
Oklahoma B2B	USA - Oklahoma, TX	82	200	1984	Tiristor	
Blackwater, New Mexico	USA - Blackwater, NM	57	200	1984	Tiristor	

BACK TO BACK

Nombre	Localización	Voltage (kV)	P(MW)	Año	Tipo	Comentarios
Madawaska, Quebec B2B	Canadá - Dégelis, QC	140	350	1985	Tiristor	
Miles City, Montana B2B	USA - Miles City, MT	82	200	1985	Tiristor	
Highgate, VT B2B	USA - Highgate, VT	56	200	1985	Tiristor	
Uruguaiana B2B	Brazil - Uruguaiana	17.9	53.9	1986	Tiristor	
Broken Hill B2B	Australia - Broken Hill	8.33	40	1986	Tiristor	
Virginia Smith B2B	USA - Sidney, NE	50	200	1988	Tiristor	
Vindhyachal B2B	India - Vindhyachal	176	500	1989	Tiristor	
McNeill B2B	Canadá - McNeill, AB	42	150	1989	Tiristor	
Wolmirstedt B2B	Germany - Wolmirstedt	160	600	-1992	Tiristor	Trabajos de construcción pausados.
Etzenricht B2B	Germany - Etzenricht	160	600	1993	Tiristor	Desconexión octubre de 1996, desmantelada en 2009
Vienna-Southeast B2B	Austria - Vienna	142	600	1993	Tiristor	Desconexión octubre de 1996, desmantelada en 2007

BACK TO BACK

Nombre	Localización	Voltage (kV)	P(MW)	Año	Tipo	Comentarios
Chandrapur B2B	India - Chandrapur	205	2x500	1998	Tiristor	
Welsh HVDC Converter Station B2B	USA - Titus County, TX	162	600	1998	Tiristor	
Garabi HVDC	Brazil - Garabi	±70	2200	1999	Tiristor	Interconexión Brasil Argentina.
Vizag 1	India - Visakhapatnam - Gazuwaka	205	500	1999	Tiristor	
Minami-Fukumitsu B2B	Japan - Minami - Fukumitsu	125	300	1999	Tiristor	
Rivera B2B	Uruguay - Rivera	22	70	2000	Tiristor	
Eagle Pass, Texas B2B	USA - Eagle Pass, TX	15.9	36	2000	IGBT	
Sasaram B2B	India - Sasaram	205	500	2003	Tiristor	
Rapid City DC Tie B2B	USA - Rapid City, SD	13	200	2003	Tiristor	
Vizag 2	India - Visakhapatnam - Gazuwaka	176	500	2005	Tiristor	Instalado en Gazuwaka. Tiene las mismas especificaciones que Vizag 1 y conecta las redes del sur y el este.

BACK TO BACK

Nombre	Localización	Voltage (kV)	P(MW)	Año	Tipo	Comentarios
Lingbao B2B	China - Lingbao	168	360	2005	Tiristor	
Lamar Co., Colorado B2B	USA - Lamar, CO	63.6	210	2005	Tiristor	
Higashi-Shimizu B2B	Japan - Shimizu	125	300	2006	Tiristor	
Sharyland B2B	USA - Mission, TX	21	150	2007	Tiristor	
Al Fadhili B2B	Saudi Arabia - Al Fadhili	222	3x600	2008	Tiristor	
Outaouais B2B	Canadá - Buckingham, QC	315	625 (2x)	2009	Tiristor	
Heihe B2B	China - Heihe	125	750	2008	Tiristor	
Gaoling B2B	China - Gaoling		1500	2008?	Tiristor	
Shandong - East B2B	China		1200	2011	Tiristor	
Melo B2B	Uruguay - Melo	?	500	2011	Tiristor	
North - Central B2B	China		1000	2012	Tiristor	
Rio Madeira B2B	Brazil - Porto Velho	100	800	2013	Tiristor	

BACK TO BACK

Nombre	Localización	Voltage (kV)	P(MW)	Año	Tipo	Comentarios
Ridgefield B2B (Hudson Project)	USA - Ridgefield, NJ	185	660	2013	Tiristor	
Bheramara B2B	Bangladesh - Bheramara	158	500	2013	Tiristor	
Akhalsikhe B2B	Georgia - Akhalsikhe	96	700	2013	Tiristor	
Mackinac B2B	USA - Saint Ignace, MI	70	200	2014	IGBT	
Railroad DC Tie	USA - Mission, TX	21	150	2014	Tiristor	
Mogocha B2B	Russia - Mogocha	-	-	2014	Tiristor	
Alytus B2B	Lithuania - Alytus	-	500	2015	-	
Tres Amigas SuperStation	USA - Clovis, NM	-	5000	-	IGBT	

A.5 SELECCIÓN DE ALGUNAS INSTALACIONES DE ABB.

A continuación se muestran unas gráficas con una selección de las instalaciones de ABB más representativas. Las gráficas muestran la evolución en cuanto a potencia y distancia con el tiempo.

Año	Proyecto	Convertidores	Distancia (km)	Potencia (MW)	Tensión (kV)
1946	Trollhattan – Møllerud (línea de prueba)	Válvulas de arco de mercurio	50	6,5	45
1954	Gotland 1		98	20	100
1961	Canal de la Mancha		64	160	100
1970	Pacific Intertie		1300	1,440	500
1979	Cahora Bassa	Silicio	1420	1,920	533
1983	Gotland 2		99	130	150
1987	Itaipu		780	6,300	600
2004	Tres Gargantas – Guangdong		940	3,000	500
2007	Tres Gargantas a Shanghai		1060	3,000	500
2008	NorNed		580	700	450
2010	Xiangjiaba – Shanghai		1980	6,400	800
2013	Rio Madeira		2375	7,100	600

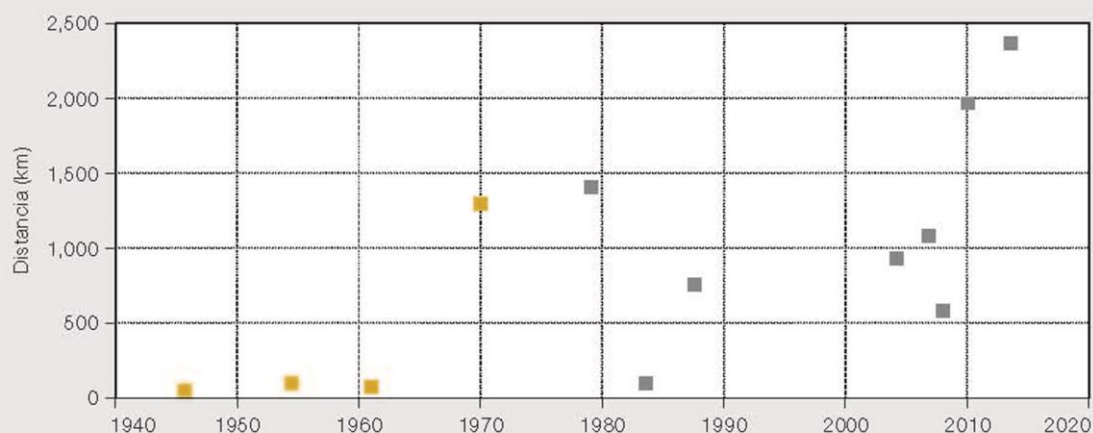


Fig.A.4. Instalaciones y tabla de la evolución de la distancia con respecto a los años.

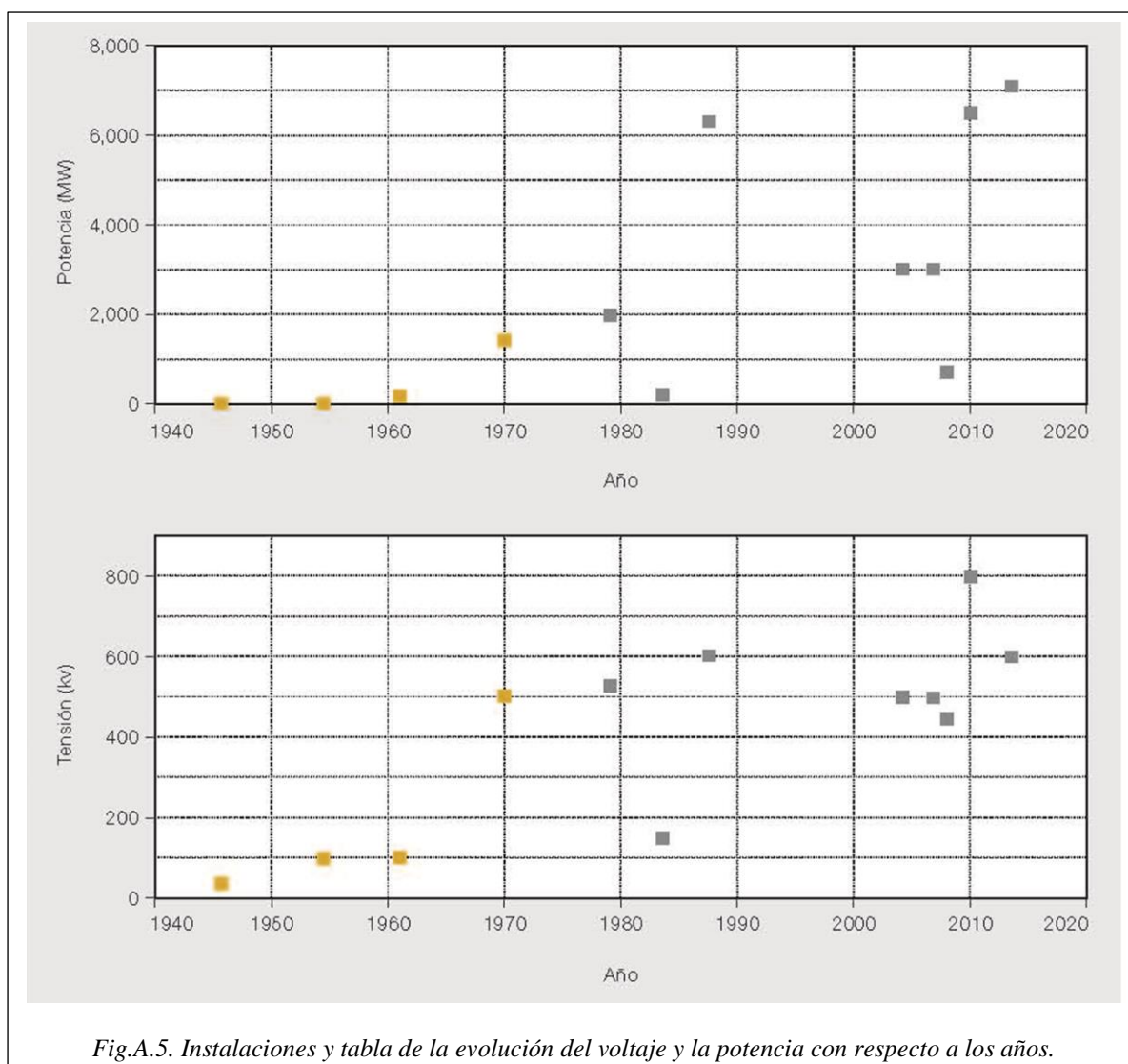


Fig.A.5. Instalaciones y tabla de la evolución del voltaje y la potencia con respecto a los años.

APÉNDICE B: GLOSARIO DE TÉRMINOS.

AC: Siglas del inglés *altern current*, que en castellano corresponden con corriente alterna.

BJT: Siglas del inglés *Bipolar Junction Transistor*, en castellano corresponde con transistor bipolar.

BOE: Siglas de boletín oficial del estado.

CSC: Siglas del inglés *Current source converter*. Tipo de configuración de convertidores en corriente continua véase el punto 2.5.4.

Conversor: Dispositivos electrónicos capaces de convertir de corriente alterna a corriente continua, por lo tanto el término engloba tanto a rectificadores como a inversores.

Converter: Véase *conversor*.

Convertidor: Véase *conversor*.

DC: Siglas en inglés de *Direct Current* que en castellano corresponde con corriente continua.

Distorsión armónica: Véase Total harmonic distortion.

Double-tuned filter : Filtros electrónicos diseñados para filtrar dos frecuencias distintas en un mismo filtro.

ETO: *Emitter Turn off*. Véase el punto 2.5.2.5.7. Se trata de un dispositivo semiconductor.

FCC : Siglas del inglés *Forced conmutation converter*. En castellano corresponde con Conversor de conmutación forzada., Véase el punto 2.5.6.

F.d.p : Factor de potencia.

GTO: Siglas del inglés *Gate turn off*, es un tipo de tiristor. Véase el punto 2.5.2.5.2.

HVAC; Del Inglés *High voltage altern current*. En castellano se corresponde con Corriente alterna de alta tensión y hace referencia el transporte de energía eléctrica en alta tensión empleando corriente alterna.

HVDC : Del Inglés *High voltage direct current*. En castellano se corresponde con Corriente continua de alta tensión y hace referencia el transporte de energía eléctrica en alta tensión empleando corriente continua.

IGBT: Corresponde con las siglas de Insulated gate bipolar transistor. Véase el punto 2.5.2.6.

LCC: *Line commutated converter*. En castellano corresponde con convertidor de conmutación de línea y se refiere a un conversor que conmuta por medio de conmutación natural o de línea . Véase el punto 2.5.6.

MOS

MOSFET: Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor o MOSFET (en inglés Metal-oxide-semiconductor Field-effect transistor).

Multiple-tuned filter: Filtros electrónicos diseñados para filtrar más de dos frecuencias distintas en un mismo filtro.

Overlap Angle; En castellano corresponde con ángulo de superposición y corresponde con el ángulo de retraso que se produce en la conmutación en rectificadores e inversores.

RC: Se refiere a un circuito formado por una resistencia y un condensador.

RCD: Se refiere a un circuito formado por una resistencia, un condensador y un diodo.

RD: Se refiere a un circuito formado por una resistencia y un diodo.

RL: Se refiere a un circuito formado por una resistencia y una bobina.

RLC Se refiere a un circuito formado por una resistencia, una bobina y un condensador.

Sharpy tuned filter: Filtros electrónicos diseñados para filtrar una frecuencia específica.

Stand by: Proceso por el que el convertidor se desconecta del bus de DC.

Smoothing reactor: Dispositivo empleado en HVDC que está formado por varias reactancias. Véase el punto 2.8. Se puede considerar como reactancia de amortiguamiento.

Snnuber: Véase supresor.

Spreading losses: Literalmente se puede traducir como pérdidas por propagación. Corresponden con pérdidas provocadas en los dispositivos tiristores. Véase punto 3.4.1.2.1.2.

Supresor: Circuitos auxiliares diseñados para la protección y el control del disparo de dispositivos semiconductores. Véase el punto 2.5.2.8.4.

Telephone interference factor: Factor de interferencia telefónica. Es un valor que muestra como de afectada se ve una línea telefónica a ciertas distorsiones externas a la red.

Total harmonic distorsion : Se trata de un parámetro que indica que tipo de armónico se han introducido en una línea eléctrica.

Válvula: Nombre que recibe el dispositivo o conjuntos de dispositivos conectado en serie o paralelo, lo cuales trabajan como un único interruptor semiconductor.

VSC: *Voltage source converters*. Véase el punto 2.5.5.